

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Исследование и совершенствование центратора-турбулизатора из композиционного материала</b>

УДК 622.245.1.057.9-025.6

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Хайруллин Равиль Рамильевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В. Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М. С.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К. К.	к.ф.-м.н		

Томск – 2020 г.

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Магистерская диссертация
(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2020	Выполнение теоретической части работы	40
15.04.2020	Выполнение расчетной части работы	40
11.05.2020	Устранение недочетов в работе	20

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К. К.	к.ф.-м.н		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Манабаев К. К.	к.ф.-м.н		

## Планируемые результаты ООП

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<b>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</b>		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) , самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	УК-1, УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	УК-2, УК-3,УК-4, УК-5, , ОПК-2, ОПК-6,
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8,ПК-9, ПК-10, ПК-11
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	<i>Эффективно работать</i> индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, <i>организовывать работу</i> первичных производственных подразделений, используя <i>принципы менеджмента и управления персоналом</i> и обеспечивая <i>корпоративные интересы</i> .	УК-3, УК-6, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромышленного оборудования	УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-4, требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н).
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для	УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6,ПК-1, ПК-2, ПК-5

	<i>решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела.</i>	
в области проектной деятельности		
P8	<i>Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4</i>
Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»		
P9	<i>Планировать и организовывать работу по проведению планово-предупредительных ремонтов установок, технического обслуживания и ремонта оборудования.</i>	<i>ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3ДК4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования".</i>
P10	<i>Планировать внедрение новой техники и передовых технологий, разрабатывать и реализовывать программы модернизации и технического перевооружения предприятия.</i>	<i>УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования"</i>
P11	<i>Организовывать проведение проверок технического состояния и экспертизы промышленной безопасности, проводить оценку эксплуатационной надежности технологического оборудования.</i>	<i>УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования"</i>

**Министерство науки и высшего образования Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
(Подпись)      (Дата)      Манабаев К.К.

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Хайруллин Равиль Рамильевич

Тема работы:

Исследование и совершенствование центратора-турбулизатора из композиционного материала	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№79-16/с от 19.03.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Провести исследование конструкции центратора-турбулизатора для обсадных колонн с подбором оптимального композитного материала</p>
<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Аналитический обзор литературных источников.</li> <li>2. Трехмерное моделирование.</li> <li>3. Расчет композитного центратора-турбулизатора.</li> <li>4. Анализ полученных результатов.</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.</li> <li>6. Социальная ответственность.</li> <li>7. Заключение выполненной работы.</li> </ol>

<b>Перечень графического материала</b> (с точным указанием обязательных чертежей)	Презентация
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> (с указанием разделов)	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
<b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>	Романюк Вера Борисовна, доцент, к.э.н.
<b>Социальная ответственность</b>	Черемискина Мария Сергеевна, ассистент
<b>Раздел, выполненный на иностранном языке</b>	Макаровских Александра Викторовна, старший преподаватель
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Теоретическая часть ВКР, приложение А	

<b>Дата выдачи задания на выполнение магистерской диссертации по линейному графику</b>	10.02.2020
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ84	Хайруллин Равиль Рамильевич		

## Реферат

Дипломная работа включает в себя: 109 страниц, 31 рисунок, 27 таблиц, 43 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: скважина, буровая колонна, обсадная колонна, композитный центратор, центратор-турбулизатор, бурение, спускоподъемные операции, цементирование, напряженно-деформированное состояние.

Цель: провести исследование конструкции центратора и предположить возможные пути совершенствования центратора-турбулизатора из композиционного материала.

### Задачи:

- Сконструировать пространственную 3D-модель изделия;
- Провести анализ композитных материалов;
- Рассчитать центратор-турбулизатор в программном обеспечении на прочность;
- Выявить достоинства и недостатки конструкции объекта исследования;
- Предложить возможные пути совершенствования центратора-турбулизатора на основе полученных результатов.

Результатом проведенной работы является расчетная модель центратора-турбулизатора с подбором наиболее оптимальными показателями прочности.

Область применения: композитные центраторы-турбулизаторы применяются в спускоподъемных операциях обсадных колонн для поддержания корректного погружения труб в скважину, а также в процессе цементирования затрубного пространства обсадных колонн путем обеспечения закручивания тампонажного раствора.

## Оглавление

Реферат .....	7
Введение.....	10
1. Обзор литературы.....	12
2. Объекты и методы исследования .....	26
2.1 Метод конечных элементов .....	26
2.2 Система автоматизированного проектирования.....	28
2.4 Патентный обзор .....	30
3. Расчётная часть.....	39
3.1 Проектирование центратора-турбулизатора .....	39
3.2 Анализ возможных материалов для исследования композитного центратора-турбулизатора .....	40
3.3 Выбор материала для центратора-турбулизатора .....	46
3.4 Проведение расчетов в программном обеспечении ANSYS .....	47
3.5 Результаты исследования .....	58
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	61
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	61
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования .....	61
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	62
4.1.3 SWOT-анализ .....	63
4.2. Планирование научно-исследовательских работ .....	64
4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования.....	64
4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ.....	65
4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования.....	67
4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	70
4.3.1. Расчет материальных затрат .....	70
4.3.2. Затраты на амортизацию оборудования .....	71
4.3.3. Полная и дополнительная заработная плата исполнителей темы ...	71
4.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	72
4.3.5. Накладные расходы .....	73
4.3.6. Формирование бюджета затрат НТИ.....	73
4.4. Определение ресурсоэффективности проекта .....	75
5 Социальная ответственность .....	78



5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	78
5.2 Профессиональная социальная безопасность .....	81
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования и мероприятия по их устранению. ....	81
5.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований и мероприятия по их устранению. ....	85
5.3 Экологическая безопасность.....	87
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	88
5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований .....	88
5.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований.....	89
5.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС .....	89
Заключение .....	92
Список используемых источников.....	93
Приложение А .....	97

## Введение

К концу двадцатых годов XXI века большая часть легко добываемых месторождений нефти и газа уже разработаны, однако разработка месторождений происходит и по сей день. В ногу со временем идет и развитие в области предъявляемых требований к качеству скважин, что связано, в первую очередь, с повышением сложности траекторий бурения, с повышением скважин с большим зенитным углом, бурением протяженных горизонтальных участков. В целях повышения качества новых скважин необходимо обратить внимание на очень важные этапы строительства – спуск обсадной колонны в скважину и цементирование затрубного пространства скважины.

Процесс цементации заключается в заполнение пространства между стенками скважины и обсадной колонны тампонажным раствором (чаще всего в состав входит цемент, от чего и произошло название процедуры) путем замещения им бурового раствора. Для обеспечения качественного цементирования обсадной колонны необходимо поддержание пространственного положения труб относительно оси скважины, так чтобы обсадные трубы находились на равноудаленном расстоянии от стенок скважины. Данное положение необходимо поддерживать с момента спуска первой обсадной трубы в пробуренную скважину, вплоть до окончания строительства скважины. Для достижения качественного центрирования и, как следствие цементирования скважины, применяют опорно-центрирующую оснастку – центраторы.

Центраторы для обсадных колонн выполняют разных типов конструкций: неразъемные и разъемные, жесткие и пружинные, из разных материалов, сплавов и композитных решений. Чаще всего их устанавливают в середине каждой из обсадных труб, в наиболее подверженной изгибу части. По мимо своей основной центрирующей функции, центраторы помогают при спуске обсадной колонны, за счет уменьшения силы трения между обсадной трубой и стенкой скважины, а также упрощают стыковку секций обсадных труб из-за центрирования их верхних концов. Однако, это не весь потенциал данных

устройств. В определенном исполнении конструкции центратора к вышеперечисленным функциям можно добавить еще одну – создание турбулентного потока бурового или тампонажного растворов.

Центратор-турбулизатор – это один из элементов технологической оснастки обсадных колонн, представляющий собой комбинированное решение двух частных задач при строительстве скважин – это центрирование обсадной колонны для исключения ее эксцентричного расположения в ходе спускоподъемных операциях, а также турбулизации восходящего потока тампонажного раствора. Турбулизация потока жидкости повышает качество цементирования за счет того, что закрученный турбулентный раствор вымывает глинистые пленки с обсадных труб, способствует разрушению и вымыванию бурового раствора из желобов и кавернообразований в стенках скважины.

В строительстве скважин для поддержания качественного крепления обсадной колонны и стенок скважины в процессе цементирования необходимо применение технологической оснастки – центраторов-турбулизаторов. На сегодняшний день имеется несколько статей и публикаций на тему конструкторских решений центраторов, и патентных решений в совершенствовании конструкций центраторов, что говорит о актуальности данного вопроса.

## 1. Обзор литературы

Скважина - это горная выработка круглого сечения, глубиной от нескольких метров, различного диаметра, сооружаемая в толще земной коры. Верхняя часть называется устьем, нижняя - забоем, боковая поверхность - ствол скважины. Расстояние от устья скважины до забоя - длина скважины. Проекция длины на вертикальную ось - глубина скважины. Основными параметрами, характеризующие конструкцию скважины, является количество и диаметр обсадных труб, глубина спуска обсадной колонны, высота заполнения тампонажного раствора.

Роль защиты пробуренной скважины, которая должна стать эксплуатационной скважиной, выполняет обсадная колонна – совокупность свинченных, а иногда сваренных между собой обсадных труб, которые участвуют в укреплении буровой скважины от осыпания ее стенок, а также изолирует пробуренный ствол скважины от проявления пластовых вод, резких изменений температур и давления.

Обсадные трубы изготавливают из углеродистых и легированных сталей, механические свойства приведены в таблицу 1. Допускаемое отклонение по наружному диаметру обсадных труб для всех условных диаметров составляет 0,5%; до 219 мм составляет  $\pm 1\%$ ; а для труб диаметром свыше 219 мм -  $\pm 1,25\%$  [10].

Таблица 1.1 - Механические свойства сталей, применяемых для изготовления обсадных труб.

Наименование показателя	Норма механических свойств для стали групп прочности							
	Д		К	Е	Л	М	Р	Т
	исполнение А	Б	исполнение Б					
Временное со- противление раз- рыву $\sigma_B$ , не менее, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	655 (66,8)	637 (65,0)	687 (70,0)	689 (70,3)	758 (77,3)	862 (87,9)	1000 (101,9)	1103 (112,5)
Предел текучести $\sigma_T$ , не менее, МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	379 (38,7)	373 (38,0)	490 (50,0)	552 (56,2)	655 (66,8)	758 (77,3)	930 (94,9)	1034 (105,5)
не более, МПа (кгс/мм <sup>2</sup> )	552 (56,2)	-	-	758	862 (77,3)	965 (87,9)	1137 (116,0)	1241 (126,5)
Относительное удлинение $\delta_5$ , %, не менее	14,3	16,0	12,0	13,0	12,3	10,8	9,5	8,5

Резьба для соединения обсадных труб выполняется в треугольного, конического или специального трапецеидального профиля. Для поддержания большей герметичности в условиях повышенного давления нефти или газа применяются уплотнительные элементы, также применяется предварительная сварка для обеспечения условий герметичности. Структурно обсадная колонна представляет собой:

- направление – первая труба или колонна труб, выполняющие крепление устьевой части скважины от разрушения и размыва;
- кондуктор – колонна труб, предназначенная для разобщения верхнего интервала горных пород, изолирования от водных горизонтов;
- промежуточная колонна – разобщает несовместимые по условиям бурения горизонты (выполняются в виде сплошной колонны, хвостовика и летучки);
- эксплуатационная колонна – последняя из колонн обсадных труб, которая служит для извлечения из скважины углеводородов или нагнетание в пласт газа или жидкости, также для разобщения продуктивного горизонта от остальных.

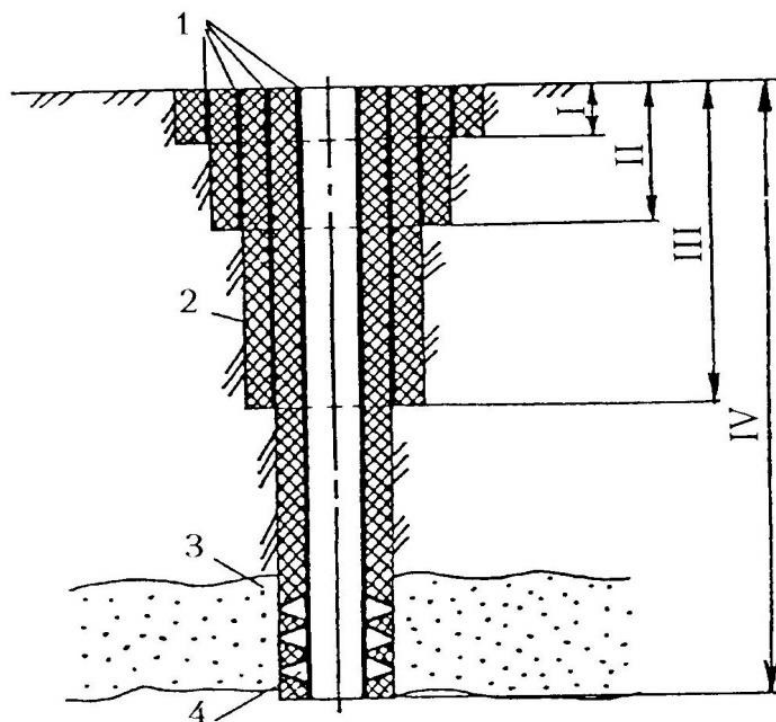


Рисунок 1. Конструкция скважины. 1 – обсадные трубы, 2 – цементный камень, 3 – продуктивный пласт, 4 – перфорация в обсадной трубе и цементном камне, I – направление, II – кондуктор, III – промежуточная колонна, IV – эксплуатационная колонна

Пространство между обсадной колонной и необработанными стенками скважины необходимо заполнять цементным раствором, в этом заключается процесс цементации. Цементная оболочка обеспечивает некое уплотнение, которое устанавливает зональную изоляцию, предотвращает сообщение флюидов между добывающими зонами в скважине и блокирует выход флюидов на поверхность. Цементная оболочка также закрепляет и поддерживает обсадную колонну и защищает стальной корпус от коррозии пластовыми жидкостями. Неспособность достичь этих целей может серьезно ограничить способность скважины полностью реализовать свой производственный потенциал [8].

После установки на устье скважины цементной головки, проводится перекачивание химической промывки и дистанционирующей жидкости вниз по внутренней поверхности корпуса, тем самым вытесняя буровую жидкость. Затем устанавливают нижнюю пробку (Рисунок 2 – I), за которой следует объем

цементной суспензии, достаточный для заполнения затрубного пространства. Продолжающаяся закачка цементного раствора заставляет буровой раствор выходить из внутренней полости обсадной колонны, подниматься вверх по затрубному пространству и из ствола скважины (Рисунок 2 – II). Когда нижняя пробка приземляется на дно обсадной колонны, мембрана в пробке разрывается, открывая путь для цементного раствора, чтобы войти в затрубное пространство (Рисунок 2 – III). Затем устанавливают верхнюю пробку после тампонажного раствора, и за верхней пробкой следует вытесняющая жидкость (Рисунок 2 – IV). Нагнетание вытесняющей жидкости заставляет верхнюю пробку опускаться вниз до тех пор, пока она не приземлится на нижнюю пробку, тем самым изолируя внутреннюю часть корпуса, а затем заполняя затрубное пространство цементным раствором [9].

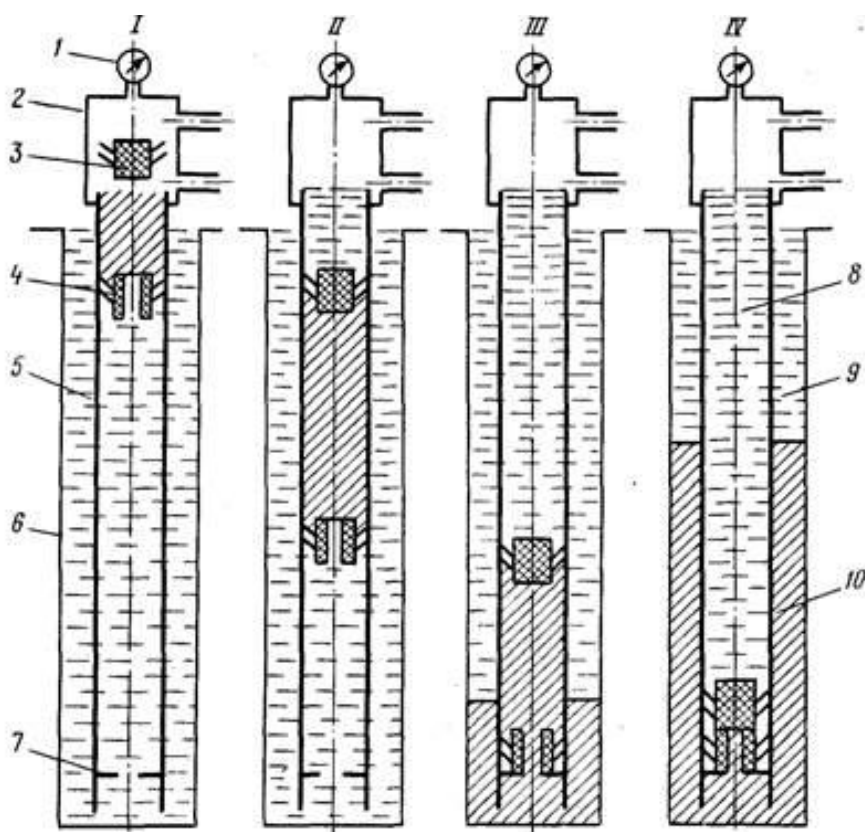


Рисунок 2. Процесс цементирования скважины. 1 - манометр; 2 – цементировочная головка; 3 – верхняя цементировочная пробка; 4 – нижняя цементировочная пробка; 5 – обсадная колонна; 6 – стенки скважины; 7 – стопорное кольцо; 8 – продающая жидкость; 9 – буровой раствор; 10 – тампонажный раствор.

Под действие различных факторов в процессе бурения ствол скважины изменяет свое пространственное положение, вследствие чего его ось приобретает вид искривленной линии [18]. Для обеспечения качественного цементирования скважины, предотвращения эксцентрикового положения обсадной колонны во время ее спуска в скважину, надежного разобщения пластов и нормальной последующей эксплуатации скважин применяется специальная технологическая оснастка обсадных колонн, которая поддерживает постоянное расположение колонны в центре профиля скважины. Их состав, конструкция и компоновка зависят от геолого-технологических условий бурения скважины, технологии спуска и цементирования обсадных колонн и др. условий. Данная оснастка также выполняет роль арматуры, после заполнения бетонным раствором затрубного пространства.

К элементам оснастки обсадной колонны относятся:

- башмак с направляющей насадкой;
- обратный клапан;
- головка цементировочная;
- кольцо «стоп»;
- скребки;
- центраторы;
- турбулизаторы;
- разделительные цементировочные пробки;
- пакерные устройства.

Башмак с направляющей насадкой предназначен для оборудования нижней части обсадной колонны с целью повышения ее проходимости по стволу скважины и предупреждения повреждения нижней трубы при посадках. Башмаки присоединяют к нижней части обсадной колонны на резьбе или сварке, направляющие насадки в основном изготавливают из чугуна или бетона. В промежуточных колоннах при последующем углублении ствола их разбуривают [13]. Для обсадных колонн диаметром 351 мм и более в ряде



случаев применяют башмаки с фаской без металлических направляющих насадок с целью исключения работ по разбуриванию металла на забое.

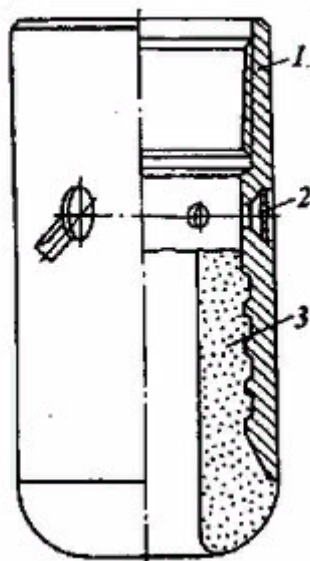


Рисунок 3. Башмак колонный

Башмачный патрубок с отверстиями применяют в тех случаях, когда существует опасность забивания промывочных отверстий направляющей насадки. Башмак представляет собой толстостенное стальное кольцо (рисунок 3, 1) с боковыми промывочными каналами (рисунок 3, 2) и направляющей пробкой (рисунок 3, 3). Пробка имеет центральный проходной канал и наружную обтекаемую форму. Башмак навинчивается на башмачный патрубок – отрезок толстостенной трубы длиной порядка 2 м, в котором по спиральной линии просверлены несколько отверстий для выхода жидкости. Диаметр и число отверстий выбирают с таким расчетом, чтобы скорость струй при промывке и центрировании не превышала 20 м/с, а поток жидкости равномерно распределялся по периметру колоны [11].

Обратный клапан предназначен для предотвращения перетока бурового или тампонажного раствора из заколонного пространства в обсадную колонну в процессе крепления скважины. Его монтируют в башмаке обсадной колонны или на 10-20 м выше него. Обратные клапаны изготавливают корпусными и бескорпусными. По виду запорного элемента они делятся на тарельчатые,

шаровые и имеющие шарнирную заслонку. По принципу действия различают три группы обратных клапанов:

- исключающие перемещение жидкости из заколонного пространства в обсадную колонну при ее спуске в скважину;
- обеспечивающие самозаполнение спускаемой обсадной колонны буровым раствором при определённом перепаде давлений над клапаном и в заколонном пространстве, но исключающие возможность обратной циркуляции раствора;
- обеспечивающие постоянное самозаполнение обсадной колонны раствором при спуске в скважину и позволяющие ее промывку методом обратной циркуляции, они включаются в работу после доставки запорного элемента клапана с поверхности в его корпус.

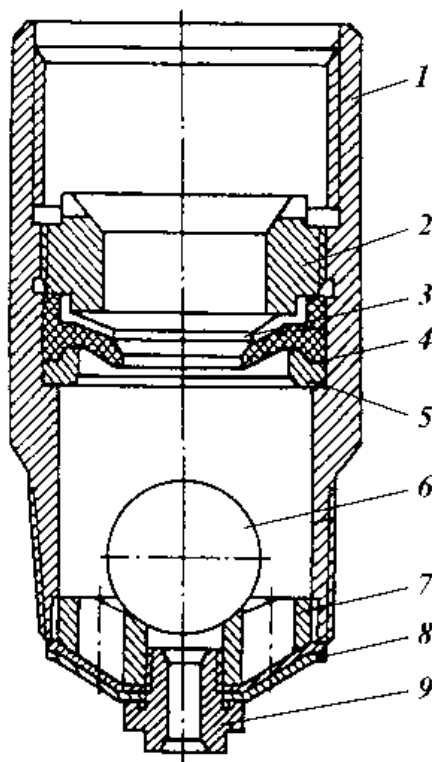


Рисунок 4. Клапан обратный дроссельный. 1-корпус; 2-нажимная гайка; 3-набор резиновых шайб; 4-резиновая диафрагма; 5-опорное кольцо; 6-шар; 7-ограничительное кольцо; 8-резинотканевая мембрана; 9-дроссель.

Головка цементирующая универсальная предназначена для обвязки устья при цементировании нефтяных и газовых скважин в одну и более

ступеней с одновременным расхаживанием обсадной колонн, а также в случаях манжетного цементирования.

Упорное кольцо (кольцо «стоп») предназначено для получения четкого сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора при цементировании скважины. Его изготавливают из серого чугуна и устанавливают в муфте обсадной колонны на расстоянии 10-30 м от башмака [7].

Скребки используют для разрушения корки бурового раствора на стенках скважины при спуске обсадной колонны в процессе ее цементирования для образования прочного цементного кольца за обсадной колонной [14]. Проволочные скребки корончатого типа комплектуют упорными кольцами «стоп» с витым клином и устанавливают на обсадной колонне рядом с центратором, выше и ниже каждого из них.

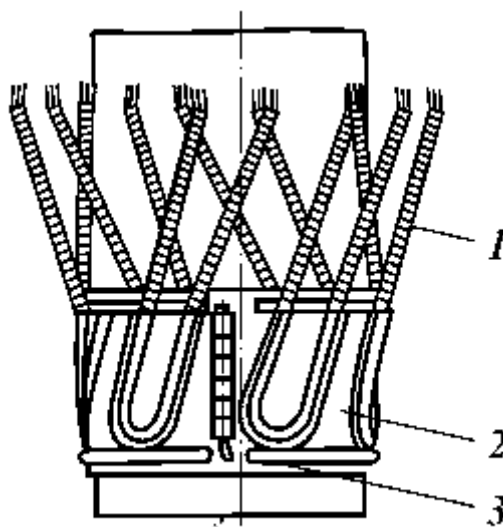


Рисунок 5. Скребок корончатого типа. 1-рабочий элемент; 2- корпус из двух полуколец; 3-соединительный штырь.

Турбулизаторы предназначены для завихрения восходящего потока тампонажного раствора в затрубном пространстве при цементировании скважины. Их устанавливают на обсадной колонне в зонах расширения ствола скважины на расстоянии не более 3 м друг от друга. лопасти турбулизаторов могут быть металлическими или резиновыми (резина покрывается двумя

слоями кордной хлопчатобумажной ткани) [15]. Угол наклона лопастей турбулизатора к его вертикальной оси  $3^\circ$ ; допустимая осевая нагрузка на корпус 1,18 тс.

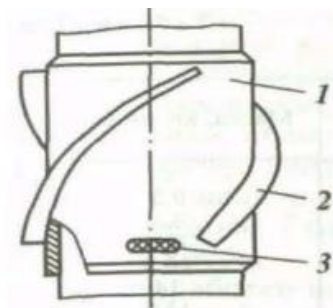


Рисунок 6. Турбулизатор с упругими лопастями. 1-корпус турбулизатора; 2-упругие лопасти; 3-винтовой клин.

Разделительные цементируемые пробки используют для разобщения тампонажного раствора от бурового и продавочной жидкости при цементировании обсадных колонн, а также получения сигнала об окончании процесса продавливания тампонажного раствора. Они делятся на нижние и верхние. нижнюю пробку вводят в обсадную колонну непосредственно перед закачкой тампонажного раствора для предотвращения его смешивания с буровым раствором. Верхнюю пробку вводят в обсадную колонну после закачки тампонажного раствора и перед закачкой продавочной жидкости [17]. При цементировании потайных колонн и секций обсадных колонн используют верхние двухсекционные пробки, состоящие из двух частей: нижней части, подвешиваемой на средних калиброванных штифтах в обсадной трубе, соединенной с бурильной колонной, и верхней части, продавливаемой по бурильным трубам.

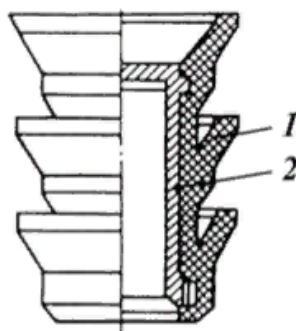


Рисунок 7. 1-резиновая манжета; 2-алюминиевый корпус.

Пакерные устройства предназначены для спуска, цементирования, подвески и герметизации хвостовиков, разобщении участков ствола скважины с металлическим или резиновым уплотнительным элементом [21].

Центраторы применяют для центрирования обсадной колонны в стволе скважины с целью равномерного заполнения кольцевого пространства тампонажным раствором и качественного разобщения пластов. Кроме того, они облегчают процесс спуска обсадной колонны, уменьшая силу трения между обсадными трубами и стенками скважины, увеличивают степень вытеснения бурового раствора тампонажным вследствие образования локальных завихрений восходящего потока раствора в зонах центраторов, а также облегчают работу по подвеске хвостовиков и стыковке секций обсадных колонн в результате центрирования их верхних концов [20].

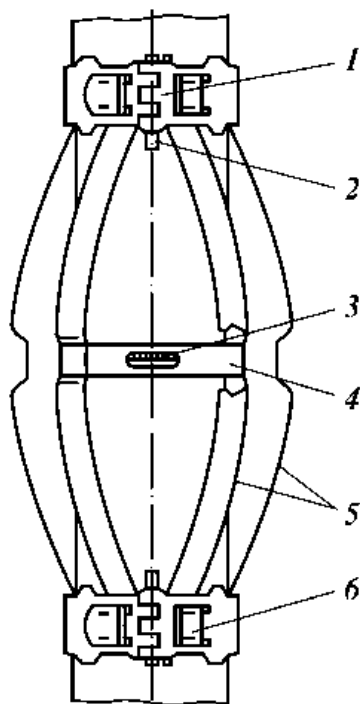


Рисунок 8. Центратор. 1-замковое соединение; 2-штифт; 3-клин; 4-ограничительное кольцо; 5-пружинная планка; 6-паз сегмента.

Согласно Л.Н. Долгих «Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин» центрирующие устройства устанавливают через каждые 10

метров в интервалах продуктивных пластов и в участках наибольшего искривления ствола скважины, а остальных интервалах обсадной колонны – через каждые 50 метров. Фиксирование на обсадных трубах происходит за счет внутренней резьбы или стопорных колец, при помощи болтов и винтов.

Проанализировав существующие решения исполнений центраторов, можно выделить 2 основных вида центраторов. Это центраторы упругого типа и центраторы жесткого типа. В свою очередь, каждый из представленных типов могут иметь свои подвиды.

Самыми распространенными центраторами обсадных колонн являются центраторы упругого типа. Данный тип можно разделить еще по способу исполнения на разъемного типа и неразъемного [6]. Для удовлетворения некоторых требований в процессе цементирования скважины «рессорные» дуги центраторов могут оснащаться лопастями для придания закручивания потока жидкости, что способствует очистки глиняной пленки и более качественного распределения тампонажного раствора.

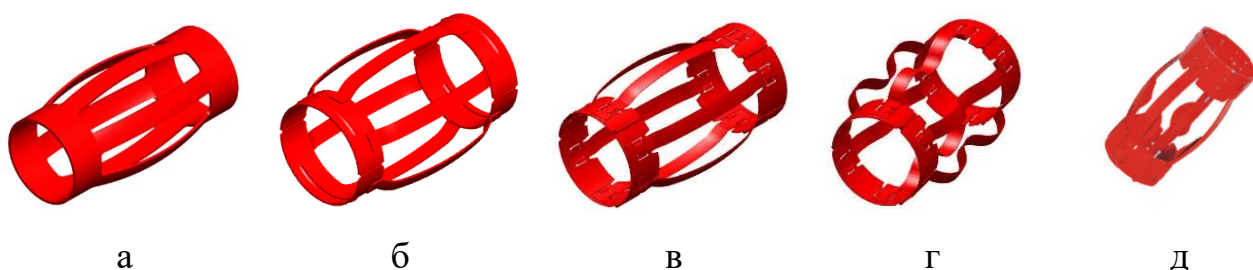


Рисунок 9. Упругие центраторы: а – неразъёмный пружинный центратор; б – сварной пружинный центратор; в – составной пружинный центратор; г – полужесткий пружинный центратор; д – пружинный центратор-турбулизатор.

Поскольку диаметр центратора с пружинами немного больше диаметра ствола скважины, пружины могут обеспечить полное центрирование обсадной колонны в вертикальных и наклонно направленных скважинах. На рисунке 2 представлены основные виды исполнения упругих центраторов. Чаще всего выполняются из углеродистой стали. Благодаря упругости дуг они могут проходить через узкие участки ствола скважины и расширяться в намеченном месте.

Форма и жесткость дуг определяют восстанавливающую силу (усилие), которая трактуется как сила сопротивления при сжатии дуги на одну треть своей несжатой высоты. Эффективность этого типа центратора в значительной степени зависит от восстанавливающей силы. При большом весе обсадной колонны или в случае значительно искривленного ствола скважины центраторы могут не обеспечить удовлетворительную поддержку обсадной колонны.

Полужесткие пружинные центраторы изготавливают из дуг с двумя вершинами, что обеспечивает требуемые характеристики, которыми обладают как центраторы с пружинами, так и жесткие центраторы. Дуги, обладающие свойствами пружины, позволяют полужестким центраторам сжиматься, чтобы пройти через узкие места и участки с резким искривлением ствола. Дуги с двумя вершинами обеспечивают восстанавливающие силы, превышающие силы, установленные в стандартах API, и поэтому они имеют определенные характеристики, обычно относящиеся к жестким центраторам.

Жесткие центраторы изготавливают из сортовой стали, литейного чугуна или композитных материалов с постоянной высотой дуг и размером, соответствующим конкретному диаметру обсадной колонны или ствола скважины [19].

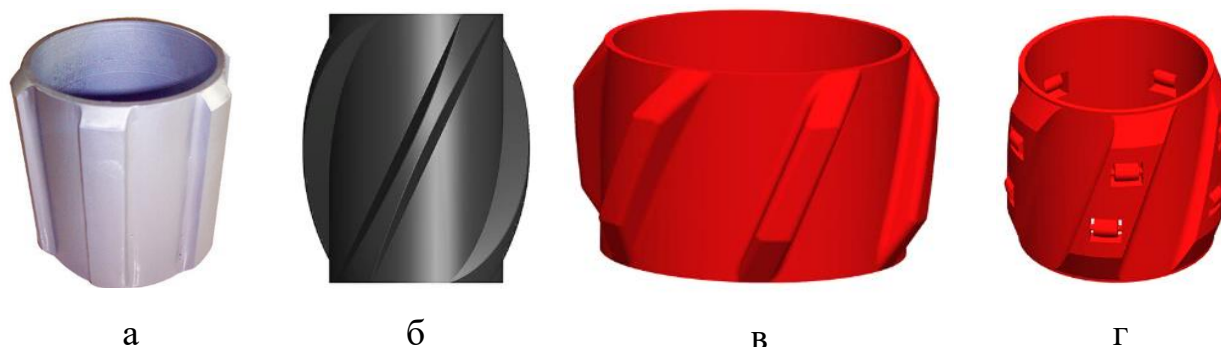


Рисунок 10. Жёсткие центраторы: а – прямолопастной жесткий центратор; б – жесткий полимерный центратор-турбулизатор; в – жесткий стальной центратор; г – жесткий роликовый центратор.

Эти центраторы износоустойчивы и хорошо подходят даже для искривленных стволов, независимо от возникающей боковой силы. Они

обеспечивают гарантированную степень центрирования в наклонно направленных и горизонтальных скважинах, и служат в качестве подшипников при вращении колонны труб. Однако в связи с тем, что эти центраторы по размеру меньше ствола скважины, они не обеспечивают такое же хорошее центрирование, как центраторы с пружинами в вертикальных скважинах.

Жесткие центраторы ребра которых оснащены ролики или шарики применяют в основном в горизонтальных или наклонно направленных скважинах. Роликовые центраторы бывают двух исполнений: центраторы оснащенные прямыми ребрами и центраторы с угловыми ребрами. За счет особенности своей конструкции роликов или шариков, установленных в лопастях центраторов, уменьшается трение между стенками скважины и плоскостью центраторов за счет эффекта качения. Данный эффект обеспечивает качественное центрирование скважины и сохранение целостности стенок скважины, что способствует предотвращению гидроразрыва пластов. Данный вид центраторов преимущественно применяют в наиболее мягких пластах: глинястых и песчаных [19].

Жесткий центратор с плоскими лопастями прекрасно выполняет свою функцию в условиях наклонных и горизонтальных скважинах. Его конструкция оснащена скошенным торцом под углом, обеспечивающим снижение сил сопротивления при столкновении с породами земли.

Жесткие центраторы-турбулизаторы выполненные из композитных материалов обеспечивают качественное центрирование обсадной колонны в при повышенном зенитном угле скважины, в горизонтальном и вертикальном бурении. Форма лопаток центратора позволяет закручивать поток жидкости, что обеспечивает эффективное вытеснение и замещение бурового раствора тампонажным в затрубном пространстве скважины. Из-за придания турбулентности потока жидкости стенки скважины и обсадной колонны лучше очищаются от глиняной пленки, структурные образования бурового раствора в кавернах и желобах лучше вытесняется тампонажным раствором, что способствует высокому качеству цементирования скважины.



Так как центратор выполняется из композитных материалов, ему придают качества материала с низким коэффициентом трения, что повышает срок службы устройства, более легкий вес в сравнении с стальными аналогами, повышенное сопротивление неблагоприятным средам и так далее, в зависимости от включенного в состав материал.



Рисунок 11. Композитные центраторы-турбулизаторы.

Из-за особенности композитного материала и формы центратор-турбулизатор имеет необъятный потенциал применения: бурение вертикальных скважин, наклонно направленных и горизонтальных, скважин в условиях вечной мерзлоты, с применением сильного прогрева тампонажного раствора.

Преимущество композитного центратора-турбулизатора:

- Снижает силу трения при спускоподъемных операциях;
- Турбулизация потока жидкости и центрирование одним устройством;
- Легкий вес оснастки;
- Сопротивление коррозионному влиянию;
- Возможность модернизирования конструкции;
- Простота производства;
- Широкий диапазон рабочих температур;
- Высокая прочность;
- Устойчивость к кислотным и щелочным средам.

## 2. Объекты и методы исследования

### 2.1 Метод конечных элементов

Основным методом исследования данной выпускной квалификационной работы является метод конечных элементов, на основе которого работает пакет алгоритмов программы ANSYS, также в работе применен способ 3D-моделирования для построения исследуемых объектов на базе программного обеспечения SolidWorks.

Метод конечных элементов дает возможность автоматизировать расчет конструкций для исследования прочностных свойств, электро- и теплопроводность материала, аэро- и гидродинамические характеристики исследуемого объекта и т.п.

Метод конечных элементов заключается в представлении реально существующего объекта в виде ее дискретной модели и заменой дифференциальных уравнений, которые описывают напряженно деформированное состояние, на систему алгебраических уравнений. Метод конечных элементов позволяет видеть наглядную геометрическую, конструктивную интерпретацию. Это достигается за счет того, что трехмерная, двухмерная или одномерная область, занимаемая конструкцией, разбивается на число конечных, малых по размерам областей, именуемых конечными элементами (отсюда берется название метода), а процесс разбиения называется дискретизацией.

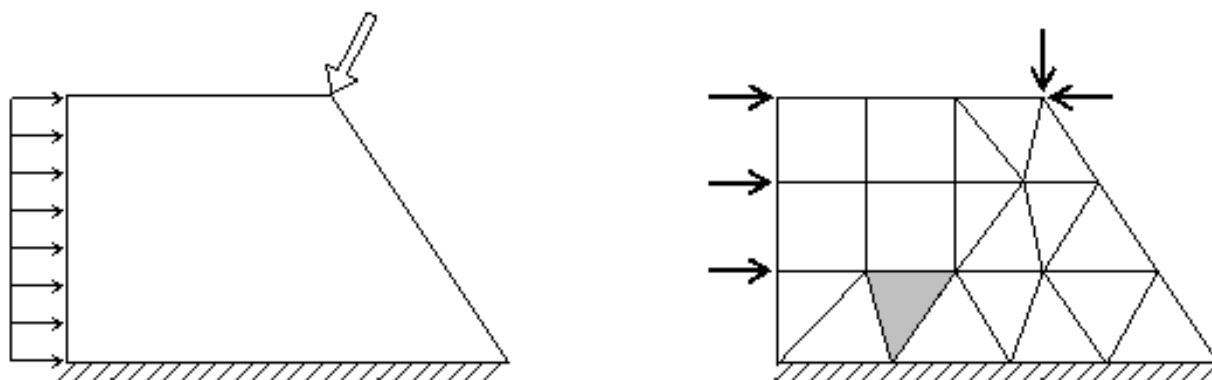


Рисунок 12. Пример дискретизации.

Конечные элементы могут быть различной формой, это зависит от самой конструкции и от того, какая деформация на нее приходится. Для одномерных стержневых систем таких, как фермы, балки, рамы, конечные элементы будут выполнены участками стержней; для континуальных конструкций (плиты, пластины, оболочки) применяется треугольные и прямоугольные плоские или изогнутые исполнения конечных элементов; у трехмерных областей – объемные плиты и массивы представляют собой параллелепипеды и тетраэдры. Основное отличие дискретных моделей от реальных объектов – это то, что конечные элементы модели связаны между собой конечным числом узловых параметров, в определенных точках, называемых узлами.

Воздействие на всю рассматриваемую область объекта в данном методе представляется собой, как сумма отдельных зависимостей каждого конечного элемента. Каждая область каждого из элементов задается своим законом распределения искомой функции, не зависимо от других элементов. Такая непрерывная кусочная аппроксимация применяется при помощи специально отобранных функций аппроксимации, именующихся координатными или интерполирующими. При помощи их искомые величины такие, как напряжение или перемещение и т.д., в пределах каждого конечного элемента выражаются через их числовое значение искомых параметров в узловых точках. Внешние силы направленная на объект заменяется системой эквивалентных узловых сил.

Степень свободы узла и число узлов у каждого конечного элемента могут быть различными, но обязаны быть в достаточном количестве, чтобы достоверно описать напряженно-деформированное состояние рассматриваемой физической модели. Степень свободы конечного элемента определяет количество независимых перемещений всех узлов элемента. Степенью свободы конструкции, следовательно, и порядок систем уравнений равняется сумме перемещений всех ее узлов.

Выбор способа разбивки рассматриваемой области на конечные элементы, их число и число степеней свободы, выбор вида аппроксимирующих функций суммарно влияют на точность исследования конструкции.

Расчет методом конечных элементов сводится к алгоритму действий, по выполнению которых определяется искомые параметры решения задачи: напряжение, деформация, перемещение и т.д.

Основные этапы расчета конструкции методом конечных элементов:

- Построение конструкции;
- Дискретизация конструкции;
- Задание граничных условий;
- Решение системы разрешающих уравнений;
- Определение внутренних усилий.

На первом этапе строится пространственная модель интересующего объекта исследования. Далее в зависимости от формы и размера исследуемая конструкция формируется в совокупность конечных элементов, представляющие собой стержень, или пластину, или массив. Следует учитывать, что для решения поставленной задачи, разбивка конструкции на элементы может быть неравномерной, что требует практических навыков исследователя. Формируется матрица жесткости и векторы узловых сил. Затем задаются граничные условия конструкции: заменяется заданная нагрузка на эквивалентные узловые силы; задаются нулевые перемещения путем преобразования систем уравнений, учитывающие жесткие опорные связи; учитываются упругие основания. Далее идет решение системы разрешающих уравнений метода конечных элементов и определение внутренних усилий, представленных в виде перемещений дискретной модели конструкции [9].

Метод конечных элементов преимуществен тем, что, благодаря ему можно наглядно наблюдать перемещения, напряжения и другие искомые показатели на, полученной в результате, построенной матрице перемещений, напряжений и т.д.

## 2.2 Система автоматизированного проектирования

Система автоматизированного проектирования (CAD-программы) предназначены для проектировочных работ с применением вычислительной техники, и для создания необходимой конструкторской документации.

В качестве входных данных CAD-системы используют технические знания специалистов, которые вводят проектные требования, вносят правки, анализируют полученную конструкцию, корректируют ее и т.д.

CAD-системы представляет собой комплекс программ, обеспечивающий черчение, трехмерное моделирование, проектирование плоских и объемных деталей [9]. В общепринятой международной классификации:

- CAD – чертежно-ориентировочные системы;
- CAM – системы, позволяющие создавать трехмерную электронную модель объекта, с возможностью решения задач его моделирования вплоть до момента изготовления;
- CAE – системы, поддерживающие концепцию полного электронного описания объекта, которая обеспечивает разработку и поддержку электронной информационной модели на протяжении всего жизненного цикла изделия.

К объекту данного исследования отнесем механическое устройство, принадлежащее к технологической оснастке обсадной колонны, предназначенное для предотвращения соприкосновения обсадных труб со стенками ствола скважины и для закручивания потока тампонажного раствора – центратор-турбулизатор.

Для выполнения тех же функций в состав технологической оснастки входит устройства также предназначенные для центрирования положения труб при спускоподъемных операциях в скважине и турбулизации потока цементного раствора для достижения качественного цементного камня в затрубном пространстве.

Качество установки обсадных труб в скважину можно определить по следующим параметрам:

- Соприкосновение колонны со стенками скважины должно быть минимальным;
- Созданы условия для цементирования обсадной колонны;

- Цементный камень распределен равномерно относительно обсадной колонны и стенок скважины.

## 2.4 Патентный обзор

Авторы Каримов И.Н. и Агзамов Ф.А. предложили свой вариант центратора для достижения качественной установки обсадной колонны, путем по. Их устройство компануется либо на обсадной колонне, либо на хвостовике. Идея авторов заключается в разработке центратора с изменяемым диаметром при спуске труб в скважину, и после спуска во время цементации скважины, за счет особенности конструкции.

Предложенный центратор состоит корпус и центрирующих элементов, сделанных из эластичного материала с внутренней полостью, закрепленных концами на корпусе. В местах закрепления центрирующих элементов к обсадной трубе внутренняя полость лопастей соединена каналом с обратным клапаном с внутренней частью обсадной трубы. Центрирующие лопасти расположены по спирали и выполнены в сечении различной формы, крепятся концами к основанию центратора при помощи колец, фиксируемых с помощью сварки или шпилек.

Нагляднее всего конструкцию можно рассмотреть на рисунке 13.

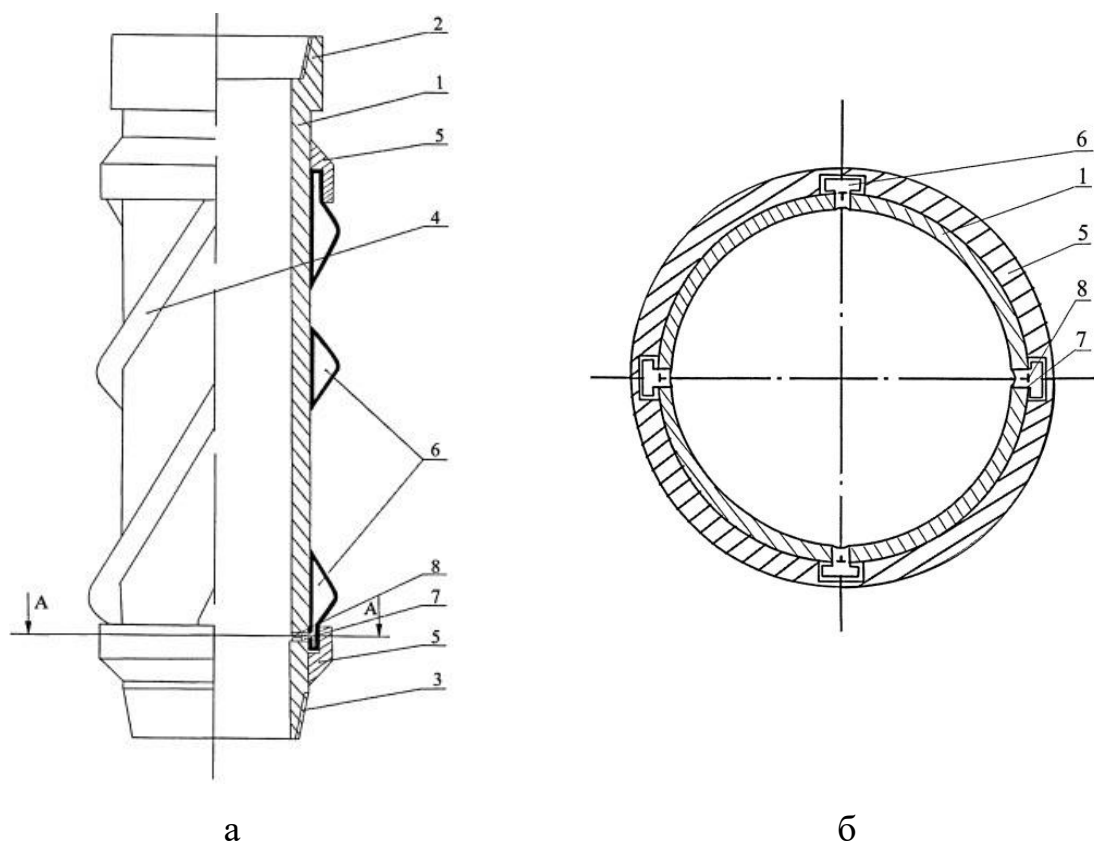


Рисунок 13. Центратор-турбулизатор обсадной колонны, а – общий вид, б – разрез А-А.

1–корпус, 2–муфта, 3–ниппель, 4–лопасть, 5-кольцо, 6-внутренняя полость, 7-канал, 8-обратный клапан.

Во время спуска колонны, внутренняя полость эластичных лопастей пуста, центратор находится в транспортном положении, наружный диаметр центратора минимальный и не превышает диаметр муфт обсадных труб. Это необходимо для того, что обеспечить спуск обсадных труб до заданной глубины. После достижения заданной глубины и подачи цементного раствора, давление в трубе начинает повышаться и срабатывает обратный клапан, тем самым заполняется внутреннее пространство эластичных центрирующих лопастей, и они увеличиваются в размерах. Это дает принудительное центрирование обсадных труб центратором, и придает способность закручивать поток поступающей жидкости, что способствует более полному замещению промывочной жидкости.

Недостатки данного изобретения является возможность расцепление центрирующих лопастей от тела центратора

За счет конструкции центратора происходит качественное цементирование скважины, безопасный спуск колонны до запланированной глубины в транспортировочном положении центратора. Данный центратор прост в производстве и удовлетворяет центрирование скважины во время спуска внутри обсадной колонны большего диаметра и обеспечивает качественную цементную крепь [1].

Авторами Гичев В.В. и Бабаниязов С.С. был разработан пружинный центратор предназначенный для крепления и спуска обсадной колонны. Изобретение относится к нефтегазодобывающей отрасли, а именно центрированию и цементированию обсадных колонн. Целью изобретения является упрощение конструкции и повышение надежности центрирования скважины с обилием каверн.

Наиболее приближенный к предлагаемому изобретению является центратор, выполненный из двух хомутов, выполненных в виде соединенных пальцем полуколец. Хомуты выполнены таким образом, что соединены между собой центрирующими дугами через специальные окна на полукольцах. Подвижный хомут имеет узел фиксации, представляющий собой специальные канавки, в которых установлены клиновидные плашки, осуществляющие фиксацию.

Центратор представляет собой разъемные муфты, к которым присоединены дугообразные пружинные планки. Разъемные муфты оснащены фиксаторами, которые выполнены из сухарей, подпружиненных пружиной.



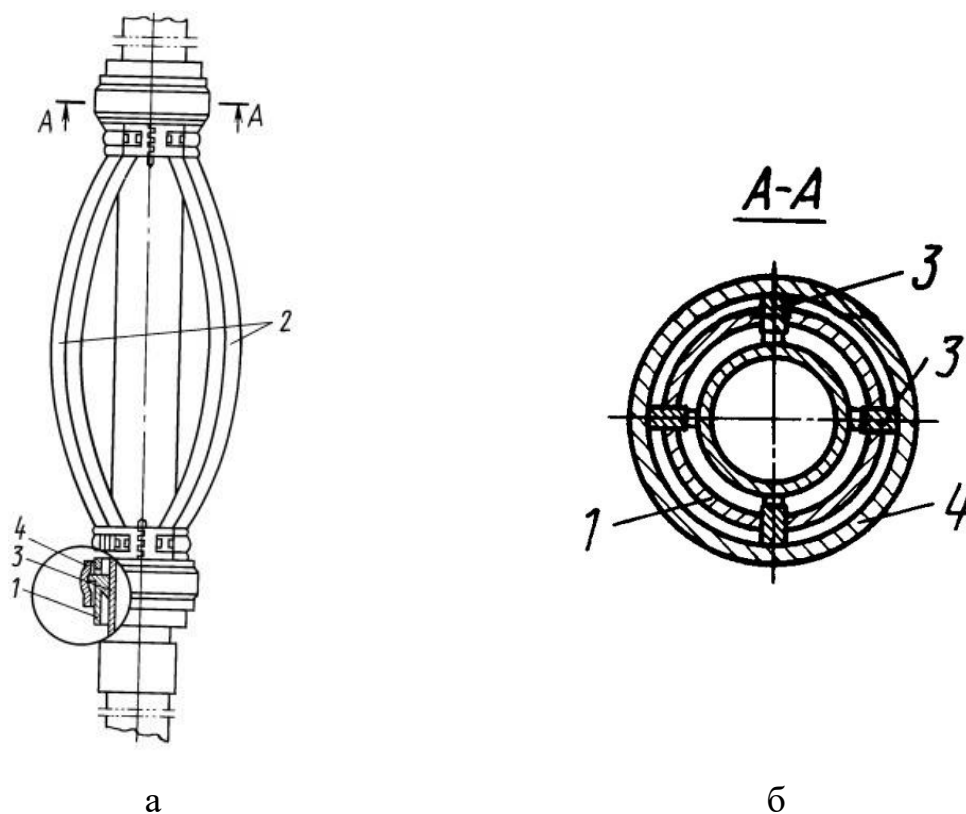


Рисунок 14. Центратор пружинный, а - центратор на обсадной колонне, б - разрез А-А.

1-разъемная муфта, 2-пружинные дуги, 3-сухарь, 4-кольцевая пружина.

После того, как скважина пробурена и выявлены участки с наличием каверн, на обсадную колонну устанавливаются центраторы возле верхних муфт в местах напротив разведанных каверн. Во время спуска обсадных труб до забоя скважины центратор пружинными плашками входит в зацепление со стенками сужения каверны. Затем, чтобы тампонажный раствор прошел в за колонное пространство, всю колонну поднимают на высоту 1-2 м от забоя скважины. В это время фиксаторы центратора не мешают колонне перемещаться вверх при зацепленном положении центратора, т.к. «сухари» фиксатора имеют некоторый уклон. Закачивают цементный раствор, и опускают колонну до забоя, а центратор, находившийся в зацеплении в месте сужения ствола скважины, не может подниматься вверх, и опускается вниз вместе с колонной труб, тем самым полностью в сужение каверны скважины, из-за в итоге получаем более качественное центрирование обсадных труб.

Внедрение данного центратора повысит срок эксплуатации скважины за счет более качественного распределения цементного камня из-за повышенного эффекта центрирования обсадной колонны [2].

Еще одно изобретение за авторством Кисленко Н.Ф. направленное на повышение качества спуско-подъемных операций и на снижение материалоемкости центратора. Устройство относится к нефтедобывающей отрасли, а именно к центрированию колонн нефтегазовых скважин, изготавливаемой центратора с применением в конструкции роликов для уменьшения силы трения.

Для достижения снижения поставленных задач данное устройство имеет установочный элемент, элементы опоры, роликами, установленными на осях, предназначенными для уменьшения трения. В ненагруженном состоянии предусмотрен зазор С, подбираемый для увеличенной нагрузки на центратор. Опоры представляют собой упругие планки, у которых концы прикреплены к установочным кольцам. Планки с своей средней части выполнены коробчатым поперечным сечением, на дне этого короба имеются минимум два паза под выходы роликов. В бортах короба в отверстия установлены оси роликов. Оси роликов выступают за пределы короба планки, а сами ролики устанавливаются в паре, что снижает коэффициент трения центратора во время спуска обсадной колонны по стволу скважины.

Центратор состоит из установочных колец, в одном кольце выполнено резьбовое отверстие для установочного винта. Упругие планки прикреплены к установочным кольцам и имеют коробчатое поперечное сечение. На дне короба имеются пазы для выхода роликов. Их оси установлены в отверстиях, выполненных в бортах короба, крепятся при помощи шайб и шплинтов. Борты в свою очередь скреплены заклепками и распорными втулками.

Благодаря своей конфигурации упругих планок, представленных в виде винтовой конструкции расположенные относительно продольной оси центратора уменьшается материалоемкость устройства, что влечет финансовую выгоду, т.к. имеет меньшую стоимость производства [3].

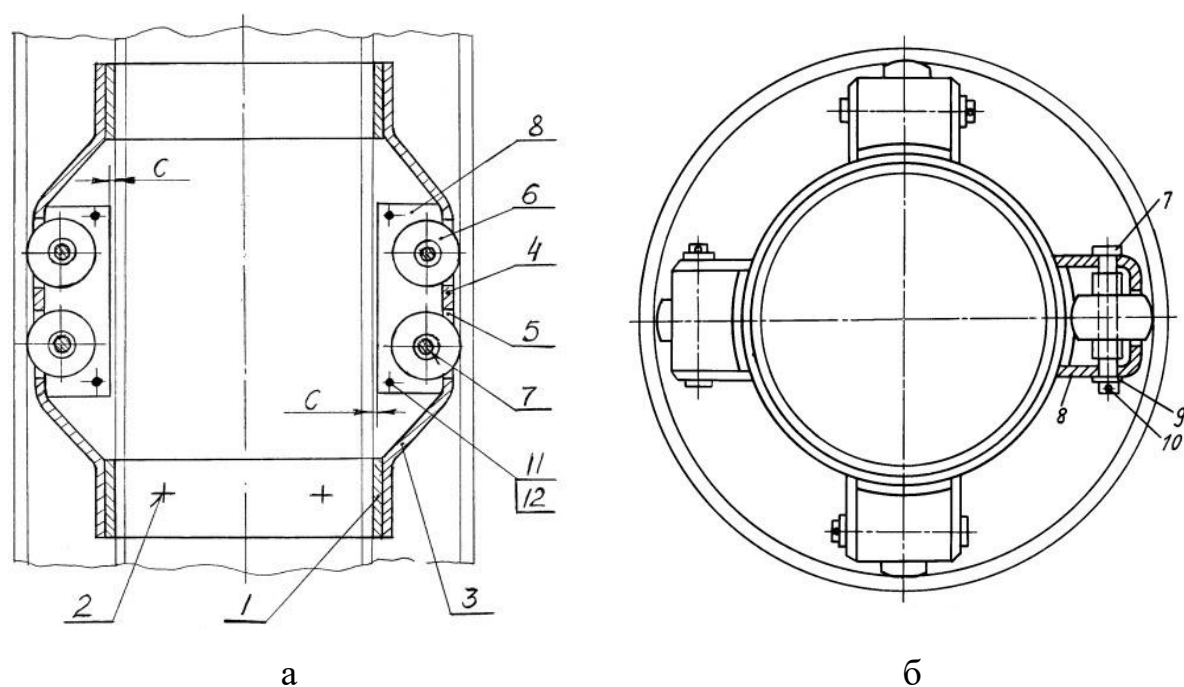


Рисунок 15. Роликовый центратор, а-общий вид, б-вид сверху.

1-установочные кольца, 2-резьбовые отверстия, 3-упругие планки, 4-дно короба, 5-паз, 6-ролик, 7-ось ролика, 8-борт короба, 9-шайба, 10-шплинт, 11-заклепка, 12-распорная втулка.

Собранием авторов Киршин А.В., Ахмадишин Ф.Ф., Фаткуллин Р.Х., Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х. был разработан патент изобретения относящееся к буровой технике и предназначения для центрирования обсадных труб в ходе строительства скважин. Изобретение разработано с целью создания простого в производстве и сборке центратора с минимальным количеством деталей, который бы обеспечивал качественное центрирование колонны, способствующее качественному цементированию скважины.

Особенность устройства – это центрирующие элементы, выполненные в виде гофрированных труб с кольцевыми зауженными концами, установленные снаружи корпуса. Наружный диаметр гофрированных труб превышает диаметр скважины, радиальные каналы корпуса находятся под гофрированными трубами. Узел фиксации центрирующих лопастей и средство приводящее центрирующие элементы в рабочее положение представлены в виде клапанов, расположенных в радиальных каналах корпуса центратора.

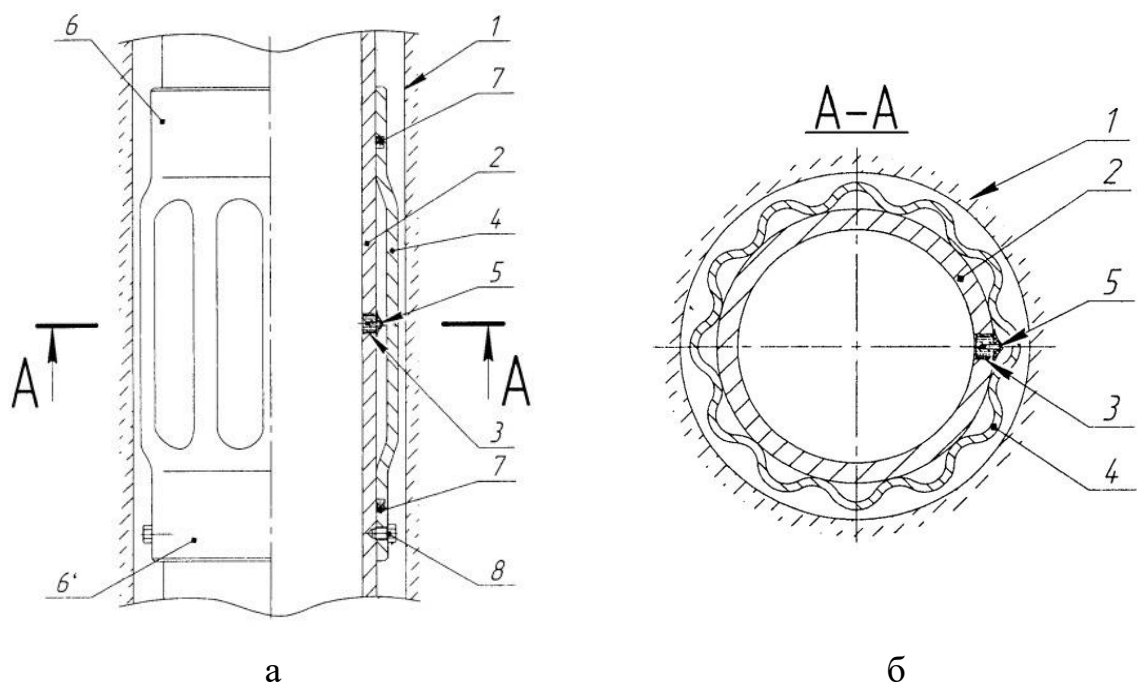


Рисунок 16. Центратор обсадной колонны а-общий вид, б-разрез А-А.

1-скважина, 2-труба обсадная, 3-радиальные каналы, 4-центрирующий элемент, 5-клапан, 6-зауженные края, 7-самоуплотняющая манжета, 8-винт.

На обсадную трубу с просверленными каналами устанавливают центратор выполненный в виде гофрированной трубы, так чтобы он накрывал радиальные каналы, оснащенные клапанами для перевода центрирующего элемента в рабочее положение. Фиксируют один из зауженных краев относительно трубы.

Затем при помощи соединительных резьб соединяют обсадную трубу и корпус центратора. Необходимое количество центраторов, устанавливаемые на обсадной колонне подбирают исходя из сложности профиля скважины. Когда колонна труб спускается на запланированную глубину, и скважину цементируют, происходит перепад давления внутри обсадной колонны и затрубного пространства, что приводит к открытию обратного клапана. После того как срабатывает клапан, жидкость из обсадной трубы начинает поступать в полость центрирующего элемента, из-за чего она начинает раскрываться и обеспечивать более качественное центрирование обсадной колонны. Так как центрирующий элемент представляет собой гофрированную трубу, не

происходит перекрытия движения потока тампонажного раствора за счет полостей, не соприкасающихся со стенками скважины, что обеспечивает равномерное заполнение цементного раствора.

Данный центратор прост в изготовлении, т.к. имеет малое количество элементов и сопрягаемых деталей, что способствует меньшей стоимостью оборудования (дешевле в 1,5-2 раза), и обеспечивает надежную крепь скважины и качественную центрацию колонны [4].

Авторами Никитин В.Н., Ибрагимов Н.Г., Ожередов Е.В., Закиров А.Ф. было предложено изобретение, относящееся к оборудованию для добычи нефти и газа, и применяемое для центрации обсадной колонны внутри основной обсадной колонны. Данное решение центратора повышает качество размещения дополнительной обсадной колонны, которая находится внутри основной обсадной колонны, благодаря снижению сопротивления потока жидкости и исключение развинчивания обсадных труб.

В ходе эксплуатации, приводящему к неизбежному износу обсадных труб, появляется необходимость дублирования основной колонны. Для этого в нее помещают обсадную колонну меньшего диаметра и цементируют межтрубное пространство. В аналогии с основной колонной возникают проблемы эксцентричного расположения в участках с большой кривизной скважины и вторичной колонны. Для равномерного спуска обсадной колонны, а, следовательно, и равномерного заполнения цементного раствора, применяют центраторы из с. Такой материал устройства действует без негативного влияния на стенки основной обсадной колонны. Данный материал имеет низкий коэффициент трения, что упрощает спуск обсадной колонны в скважину, что уменьшает трение центратора о стенки основной обсадной колонны. Низкий коэффициент трения материала центратора также исключает возможность раскручивания обсадных труб при спуске.

Центратор представляет собой цилиндрический корпус, выполненный из полиамида с лопастями выполненные под углами от 10 до 20° по отношению к оси центратора, минимальное количество которых 4. 4 ребра центратора

является оптимальным решением, т.к. обеспечивает постоянный поток жидкости цементного раствора. Оптимальный наклон ребер центратора обеспечивает циркуляцию тампонажного раствора по межтрубному пространству, что обеспечивает более равномерное заполнение цементной крепи. Крепится при помощи стопорных колец, не позволяющих центратору бесконтрольно перемещаться вдоль оси колонны.

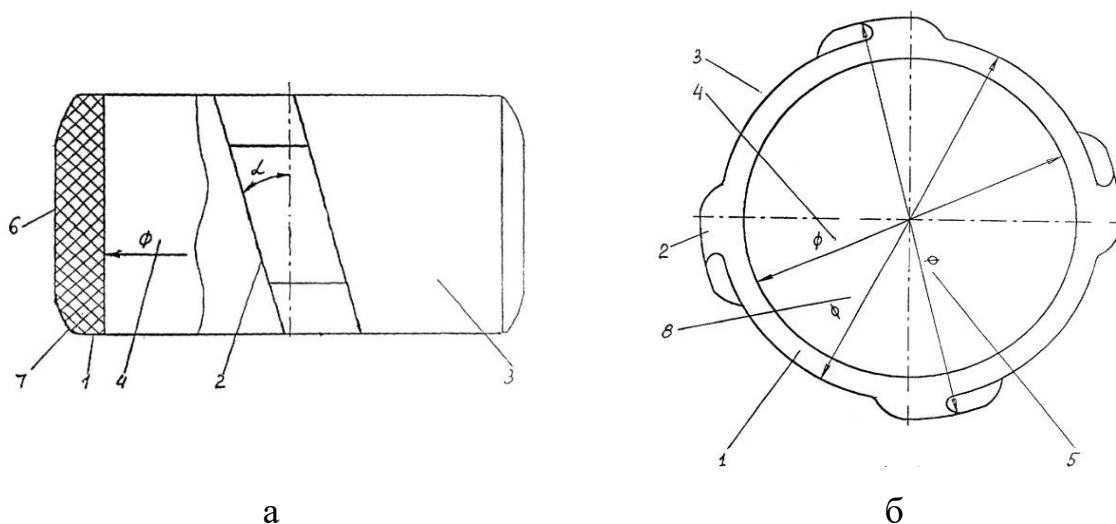


Рисунок 17. Полимерный центратор, а-общий вид центратора, б-вид сверху.

1-корпус, 2-лопасти, 3-каналы между лопастями, 4-внутренний диаметр, 5-наружный диаметр лопастей, 6-внешняя часть лопасти, 7-закругленный участок, 8-наружный диаметр корпуса.

Для обеспечения монтажа центратора на трубе внутренний диаметр центратора сделан больше, чем наружный диаметр дополнительной обсадной трубы, что позволяет центратору вращаться, а наружный диаметр центратора сделан меньше, чем внутренний диаметр основной обсадной колонны, что способствует облегчению спуска обсадной колонны [5].

В ходе патентного обзора была выяснено, что применение композитных материал на основе полимерных композитов (полиамид марки «КС» с стеклонаполнением) применяется в промышленном масштабе. Однако исследования в данной области проводятся специализированно по заказу компаний производителей и отсутствуют в открытом доступе, что подчеркивает актуальность и новизну данного исследования композитного центратора-турбулизатора.

### 3. Расчётная часть

#### 3.1 Проектирование центратора-турбулизатора

Для исследования центратора-турбулизатора из композитных материалов рассмотрим уже существующее решение центратора-турбулизатора отечественного производителя АО «Механический завод», с которым было заключено согласие на исследование их продукта. С их стороны соглашения они предоставляют чертежи своего изобретения, с нашей - результаты проведенного исследования.

Подбор наиболее подходящего композитного материала для конструкции отечественного центратора будет основан на основании прочностных характеристик полимерного центратора-турбулизатора фирмы АО «Механический завод», предел прочности на растяжение которого равняется 118 МПа, предел прочности на сжатие равное 150 МПа.

Благодаря предоставленным чертежам акционерным обществом «Механический завод» была построена пространственная 3D-модель центратора-турбулизатора в программном обеспечении SolidWorks 2019 соответствующий реальному прототипу (см. Рисунок 18).

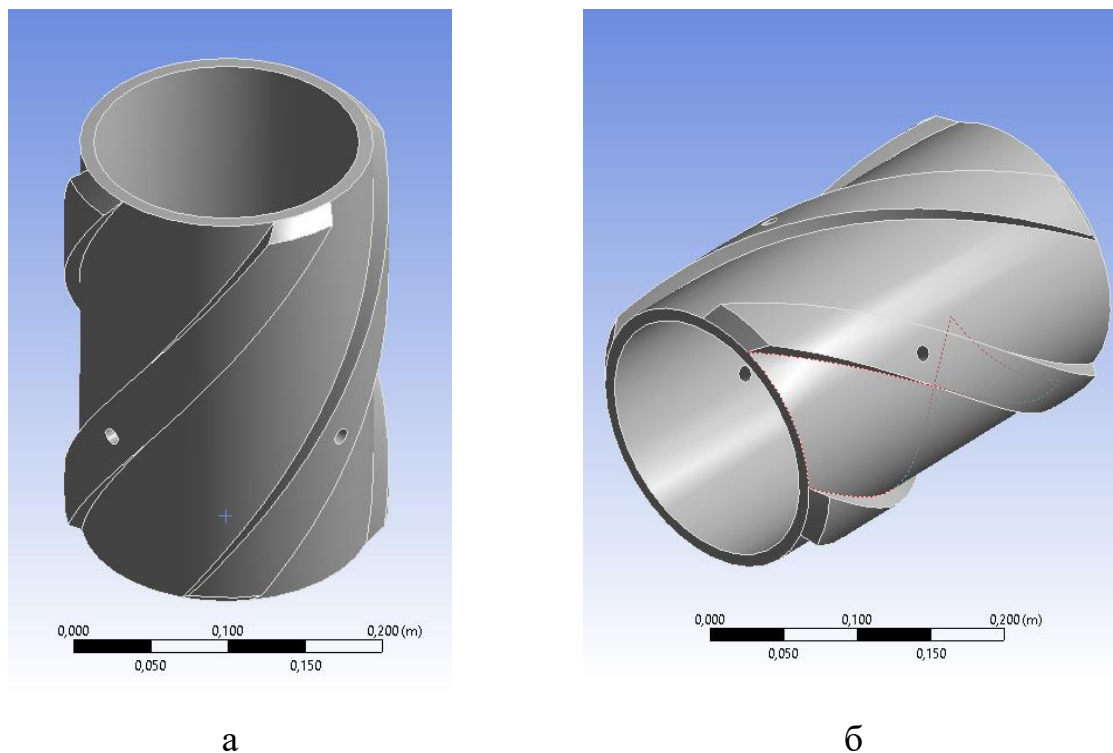


Рисунок 18. Центратор-турбулизатор, а-главный вид, б-вид сбоку.

Центратор-турбулизатор представляет собой монолитную цилиндрическую конструкцию, оснащенную четырьмя лопастями плавно переходящие в торец корпуса центратора. Центратор-турбулизатор присоединяется к обсадной колонне на против мест с наибольшим искривлением ствола скважины при помощи болтов через отверстия в лопастях конструкции.

За счет поворота ребер центратора под углом  $55^\circ$  устройство закручивает восходящий поток жидкости (бурового или тампонажного раствора) тем самым обеспечивает лучшее цементирование скважины, это связано с тем, что турбулизированный поток жидкости лучше промывает стенки скважины и обсадной трубы от глиняной пленки и лучше заполняет цементную крепь.

### 3.2 Анализ возможных материалов для исследования композитного центратора-турбулизатора

Подбор материала ведется таким образом, чтобы предел прочности возможных композитных материалов был больше, чем у эталонного варианта, либо приближен к данным значениям. Выбор предполагаемых материалов основывается на композитных материалах, применяемых в нефтегазовой промышленности, в приборостроении, в машиностроении и других областях, где на объекты воздействуют большие нагрузки. Отбор возможных материалов проводится в библиотеке программного обеспечения ANSYS 2020.

PA plastic glass fiber reinforced – полиамид содержащий стекловолокно состоит из 2 мономеров, каждый из которых содержит 6 атомов углерода, гексаметилендиамин и адипиновую кислоту. Полимер синтезирован поликонденсацией гексаметилендиамина и адипиновой кислоты. Эквивалентные количества гексаметилендиамина и адипиновой кислоты объединяют с водой в реакторе. Это кристаллизовано для того чтобы сделать соль нейлона, смесь аммония / карбоксилата. Соль нейлона идет в сосуд реакции где процесс полимеризации происходит либо с перерывами, либо непрерывно. Удаление воды приводит реакцию к полимеризации через



образование амидных связей из кислотных и Аминовых функций. Таким образом образуется расплавленный нейлон 66. Он может быть либо экструдирован и гранулирован в этот момент, либо непосредственно закручен в волокна путем экструзии через фильеру  $(C_{12}H_{22}N_2O_2)_n$  [19].

Композит обладает высокой механической прочностью, термостоек (температура плавления 264 °С), устойчив к химическому воздействию. В качестве сырья представляет собой гранулы или нити волокна. Материал обладает низким коэффициентом трения и достигает значения 0,015 с применением смазки из масла и 0,2 без применения смазочных материалов или воды. Благодаря высокой прочности и низкому коэффициенту трения, композит можно применять в элементах трущихся поверхностей без применения смазочных материалов и это не приведет к быстрому износу.

Таблица 3.1 - Механические свойства материала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
1360	0,35	6820	139	149	156

LCP plastic – термотропные жидкокристаллические полимеры. Данный пример полимерного композита имеет большой спектр применения: авиационная и космическая техника, детали топливной системы автомобиля, корпуса микроэлектроники, медицинское оборудование, детали электродвигателей, детали химических аппаратов.

Пластик не теряет своих прочностных характеристик при температуре, достигающей 260 °С, а также обладает низкими коэффициентами термического расширения и трения. Практически не восприимчив к химическому воздействию, устойчив к гамма-излучению [20].

Данная разновидность пластика легко поддается экструдированию и приданию сложных форм конструкции.

Таблица 3.2 - Механические свойства материала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
1410	0,415	14200	121	126	136

PES plastic glass fiber reinforced – биоразлагаемый полимерный материал в основе которого находится смешение поликарбоната с крахмалом или этилена и винилового спирта с крахмалом. Получение термопластика достигается вкраплением крахмала в полимерные цепочки. Композит высоко экономичен за счет низкой цены производства и возможности к переработке путем переплавки, литья под давлением, экструдирования. Применяется в 3D-печати изделий, для создания тары, бутовых упаковок [19].

Таблица 3.3 - Механические свойства материала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
1470	0,42	2600	98	126	127

PPS plastic glass fiber reinforced – полифениленсульфад. Один из наиболее теплостойких материалов, материал способен работать в диапазоне температур от -60 до +220 °С без потери своих свойств. Имеет высокое сопротивление химическому воздействию, не растворяется в воде, очень маленький процент водопоглощения (до 0,02%) [20].

Применение данного материала распространяется на автомобилестроительную отрасль, авиационно-космическую отрасль, нефтехимическая и газовая промышленность, электротехника и электроника и медицинская отрасль. Материал подвержен переработке путем расплавления и литья под давлением, но нужно учитывать, что он весьма чувствителен к перегреву при литье и формировании конструкций. Материал получают путем взаимодействия пара-дихлорбензолу и сульфиду натрия в полярном

растворителе вроде N-метилпирролидона, таким образом получают ПФС покрытие, для придания самостоятельности материала, материал необходимо нагреть в атмосфере кислорода.

Таблица 3.4 - Механические свойства материала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
1610	0,39	13300	142	176	178

PBT glass fiber reinforced – полибутилентерефталат ( $C_{12}H_{12}O_4$ )<sub>n</sub> конструкционный пластик, относящийся к сложным насыщенным полиэфирам. Область его применения насчитывает в себе машиностроение, электротехнику, электронику, автомобилестроение. Преимуществом данного материала перед другими пластиками является высокая скорость кристаллизации при низких температурах формы и высокой текучестью расплава, в соединении с стекловолокном способен выдерживать до 200 °С температуры.

ПБТ получают в две стадии по непрерывной или периодической схеме. На первой стадии синтезируют бистерефталат, бистерефталат получают этерификацией терефталевой кислоты или переэтерификацией диметилтерефталата 1,4-бутиленгликолем. На второй — проводят поликонденсацию. Катализаторами процесса выступают титансодержащие соединения, в частности тетрабутоксититан ( $3 \cdot 10^{-4}$  моль/моль терефталата). Поликонденсацию бистерефталата проводят в вакууме при 240—250 °С. Расплав полибутилентерефталата выдавливают из автоклава, охлаждают водой и дробят на гранулы цилиндрической формы. Гранулы сушат в вакуумных или воздушных сушилках. Главным недостатком данного материала является его дороговизна [20].

Таблица 3.5 - Механические свойства материала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
1510	0,356	9470	91	114	165

PEEK plastic – это композиционный материал являющийся сочетание этилена и винилацетата, произведённый из нефти. Этот легкий и упругий материал имеет превосходную прозрачность и эластичность при низких температурах [19].

В зависимости от содержания винилацетата изменяются в значимой степени свойства ЭВА материала, повышенное его содержание повышает адгезионные свойства, эластичность, прозрачность уменьшает разрушающие напряжения при растяжении. Подвержен переработке путем экструдирования, литья под давлением.

Таблица 3.6 - Механические свойства материала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
1310	0,48	4200	121	128	139

PAI plastic – полное название сополимер акрилонитрил-бутадиен-стирол. Пластик получают путем сополимеризации стирола с акрилонитрилом в присутствии бутадиенового каучука. АБС материал – это пластик обладающий высокой ударопрочностью, механической прочностью и жесткостью [19].

Сфера применения материала распространяется на автомобилестроение, электронику и электротехнику. Очень распространен как материал для применения 3D-печати. К его привлекательным свойствам относятся высокая стойкость к щелочным материалам, нетоксичен и непроницаем жидкостями, способность работать в разных температурных условиях от -40 до +90 °С. Но

некоторые виды пластика легко разрушаются под воздействие ультрафиолетового излучения.

Таблица 3.7 - Механические свойства материала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
1460	0,379	5900	127	147	153

POM plastic – композитный материал в основе которого лежит эпоксид с направленным углеволокном. В формате сырья представляет собой волокна. Имеет хорошие износостойкие свойства, легко выдерживает воздействие неблагоприятной среды и химического воздействия, температуроустойчив. Композит получают путем высокотемпературного воздействия на органические вещества в инертной среде. При производстве углеродных волокон для лент используют полиакрилонитрильные волокна [20].

Углеродный материал широко применяется в строительстве машиностроении, самолетостроении, электротехнике. В зависимости от желания потребителя материал можно выполнить в разном исполнении, путем переработки, а именно литьем в форму. Однако у данного материала слишком высокая стоимость.

Таблица 3.8 - Механические свойства материала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
1420	0,31	3600	106	130	136

PEI glass fiber reinforced – полимер с химической формулой  $(C_6H_{11}NO)_n$ . В отличие от большинства других нейлонов, нейлон 6 не является конденсационным полимером, а вместо этого образуется путем полимеризации кольцевого отверстия; это делает его особым случаем в сравнении между

конденсационными и аддитивными полимерами. Волокна композита обладают высокой прочностью на растяжение, высокой устойчивостью к химическому и температурному воздействию, способен впитать до 2,4% жидкости и ослабить прочностные свойства [21].

Таблица 3.9 - Механические свойства материала

Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
1280	0,35	3200	124	140	151

### 3.3 Выбор материала для центратора-турбулизатора

Проведя анализ возможных материалов для центратора-турбулизатора, предназначенного для обеспечения центрирования в ходе спуска колонны в скважину и турбулизации потока жидкости в процессе цементирования, было выявлено, что не все представленные варианты в библиотеки программы ANSYS могут удовлетворить желаемые характеристики. Выбор проводится на основании пределов прочности материалов. Необходимо чтобы предел прочности соответствовал значениям: предел прочности на растяжение, которого равняется 118 МПа, предел прочности на сжатие равное 150 МПа.

Таблица 3.10 - Подбор композитных материалов

	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Коэффициент Пуассона	Модуль упругости, МПа	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
PA glass fiber reinforced	1360	0,35	6820	139	149	156
LCP plastic	1410	0,415	14200	121	126	136
PES plastic glass fiber reinforced	1470	0,42	2600	98	126	127
PPS plastic glass fiber reinforced	1610	0,39	13300	142	176	178
PBT glass fiber reinforced	1510	0,356	9470	91	114	165

PEEK plastic	1310	0,48	4200	121	128	139
PAI plastic PC	1460	0,379	5900	127	147	151
POM plastic	1420	0,31	3600	106	130	136
PEI glass fiber reinforced	1280	0,35	3200	124	140	153

В ходе подбора материала с превышающими показателями пределов прочности нет, значит подбираем материалы с максимально приближенными показаниями.

Таковыми являются PA glass fiber reinforced, PPS plastic glass fiber reinforced, PBT glass fiber reinforced, PEI glass fiber reinforced. Приведенные материалы больше всего приближены к эталонным показаниям, они будут взяты для расчетов в программном обеспечении ANSYS.

### 3.4 Проведение расчетов в программном обеспечении ANSYS

Чтобы провести расчеты, необходимо построить пространственную 3D модель центратора-турбулизатора по предоставленным материалам компании АО «Механический завод».

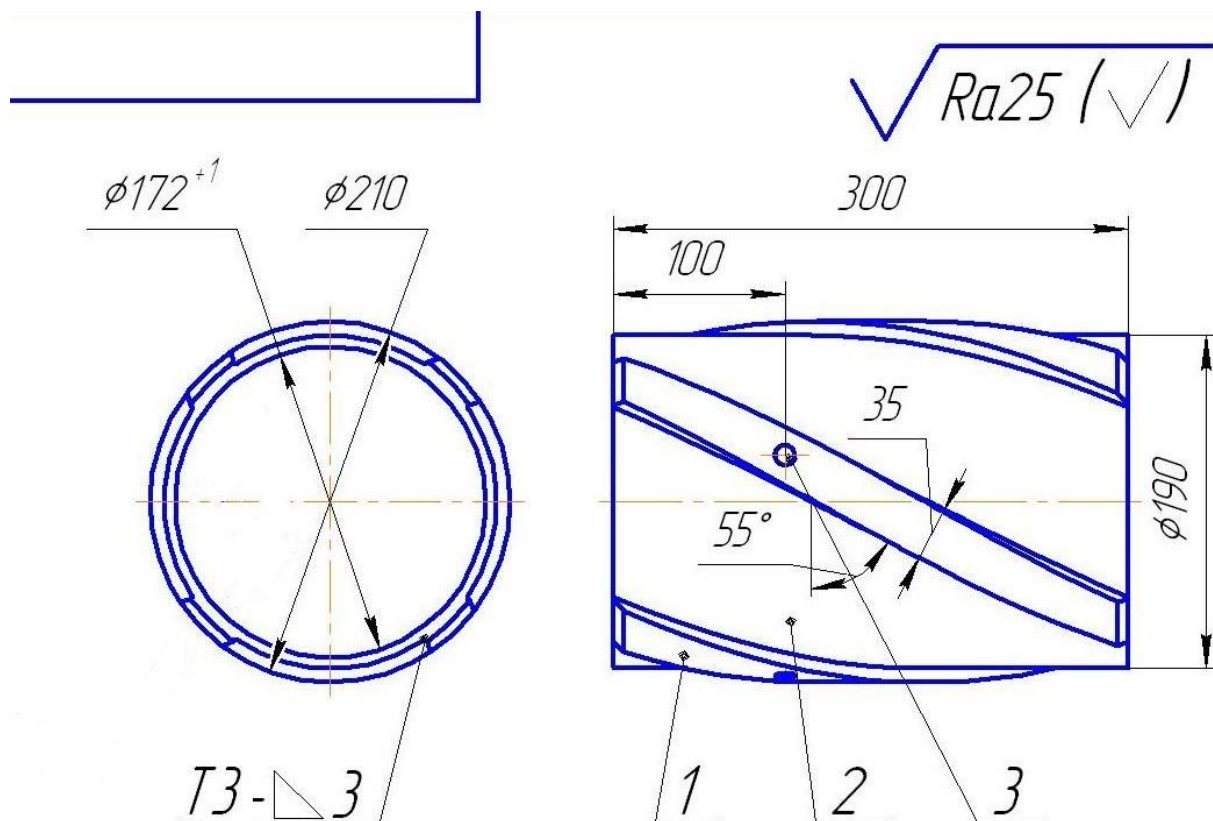


Рисунок 19. Чертеж центратора-турбулизатора

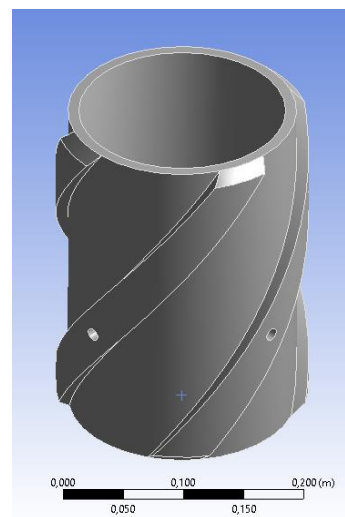
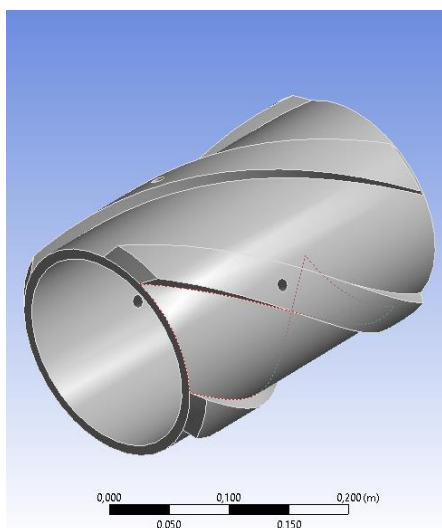


Рисунок 20. 3D-модель центратора-турбулизатора

После построения модели необходимо создать проект в программном обеспечении и задать необходимые материалы для исследования. Применяем систему «Static Structural» и в разделе «Engineering Data» задаем необходимые материалы.

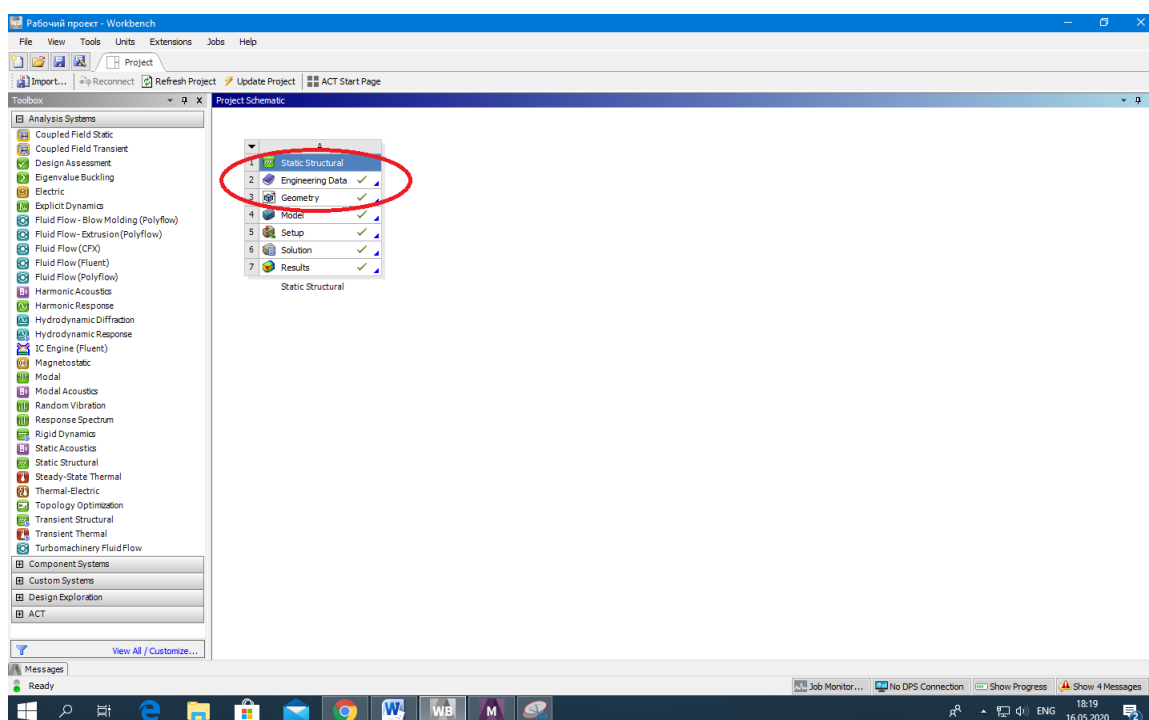


Рисунок 21. Проект исследования

После переходим к заданию граничных условий применяя инструменты в разделе «Model». Перед тем как задать нагрузки на центратор, необходимо



рассчитать необходимые нагрузки, приходящиеся на центратор во время спуска обсадной колонны. Нагрузки можно разделить на осевую, действующая на торцы устройство в момент, когда оно вдавливаются в стенки скважины в осевом направлении, и радиальную нагрузку, направленную на лопасти центратора, когда он взаимодействует со стенками скважины, чем выполняет центровочную функцию. Производитель центратора утверждает, что центратор обязан выдерживать осевую нагрузку равную 1000 кгс, в радиальном направлении нагрузку величиной 400 кгс. Для задания нагрузок силы переведем величины в другие единицы измерения в Ньютоны.

При условии, что  $1 \text{ кг} = 9,8065 \text{ Н}$  следует [23]:

$$F_o = 1000 \cdot 9,8065 = 9806,7 \text{ Н}, \quad (1)$$

$$F_r = 400 \cdot 9,8065 = 3922,7 \text{ Н}, \quad (2)$$

$$P_r = 9806,7 \div 0,013119 = 747518,866 \text{ Па}, \quad (3)$$

где  $F_o$  – осевая нагрузка,  $F_r$  – радиальная нагрузка,  $P_r$  – давление в радиальном направлении.

Для задания нагрузок давления на тело центратора и внешние части ребер центратора необходимо знать площадь поверхности каждого элемента.

Задаем нагрузки на торцы лопастей центратора-турбулизатора (элементы А, С, F) и на внешние поверхности лопастей (элементы С, D, E), тем самым имитируем момент врезания в узкий пролет скважины, в котором лопасти будут взаимодействовать со стенками скважины, а торцы центратора-турбулизатора вдавливаются во время спуска колонны. Крепление центратора производим через отверстия, тем самым моделируем болтовое соединение и соединение с обсадной трубой (элемент G).

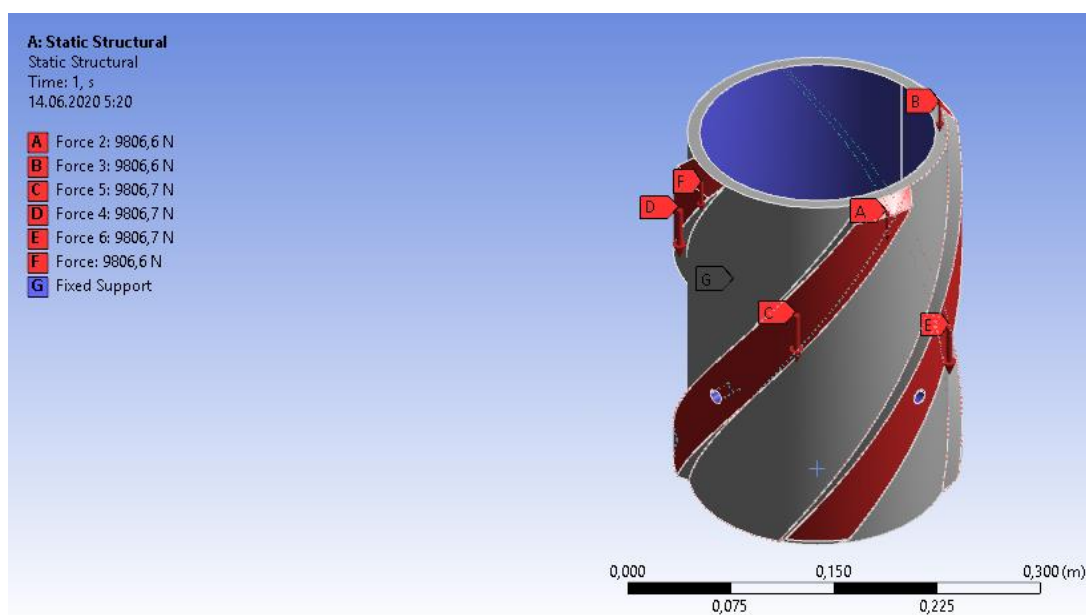


Рисунок 22. Задание граничных условий

Перед началом исследования необходимо создать дискретную модель объекта исследования в разделе «Model» с помощью инструмента «Generate mesh» и приступить к ходу эксперимента используя инструмент «Solve».

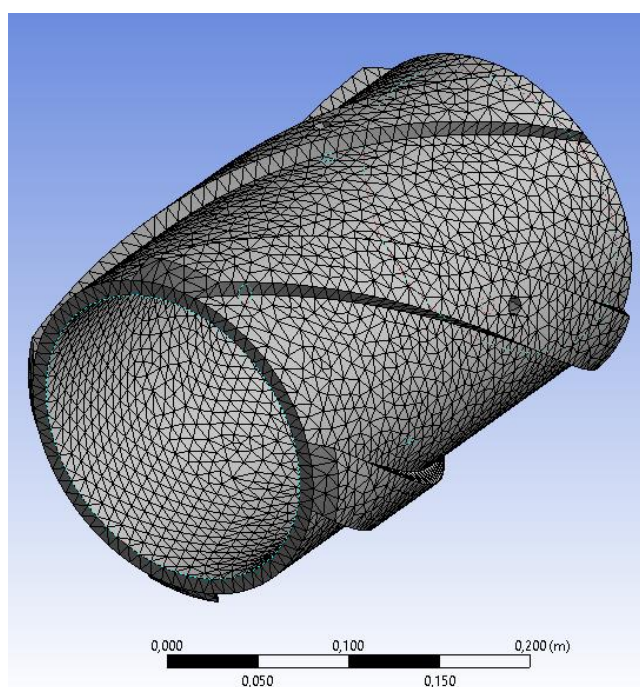


Рисунок 23. Дискретная модель

Решение в программном обеспечении ANSYS для материала PA glass fiber reinforced представлен на рисунках 24, 25.

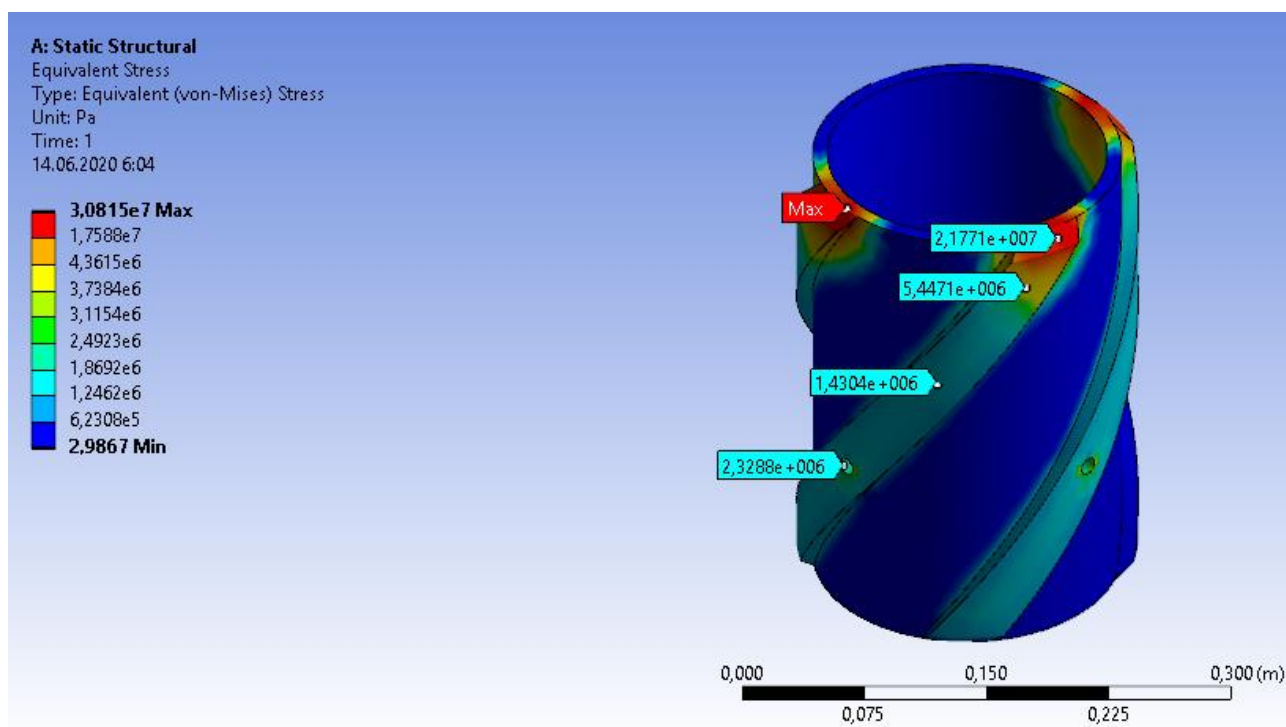


Рисунок 24. Эквивалентные нагрузки по Мизесу

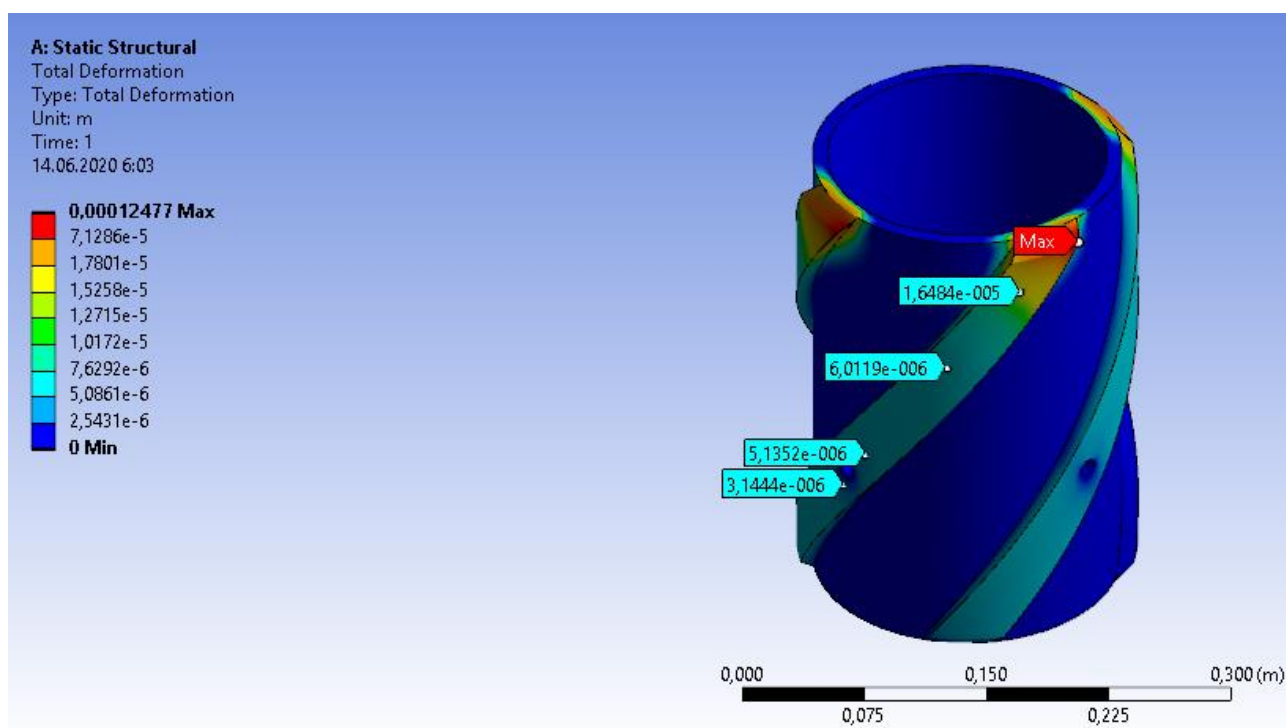


Рисунок 25. Эквивалентные перемещения

Решение в программном обеспечении ANSYS для материала PPS plastic glass fiber reinforced представлен на рисунках 26, 27.

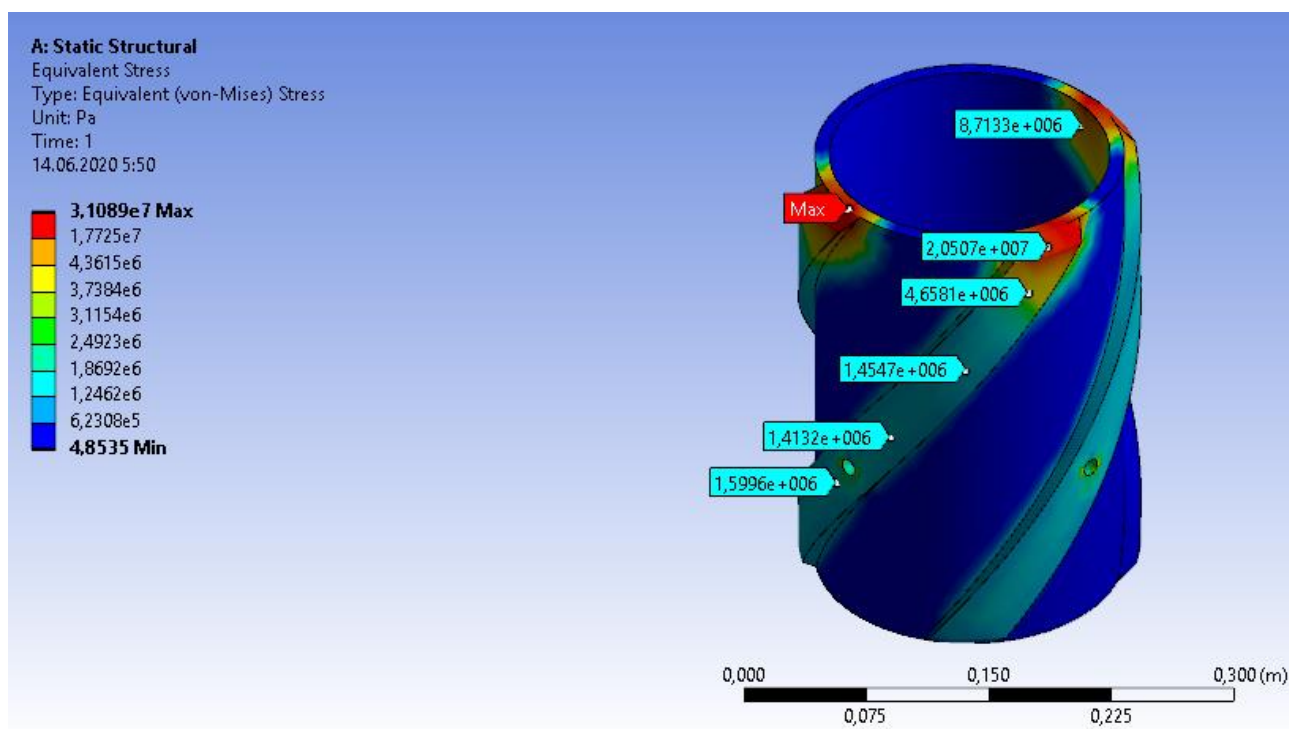


Рисунок 26. Эквивалентные нагрузки по Мизесу

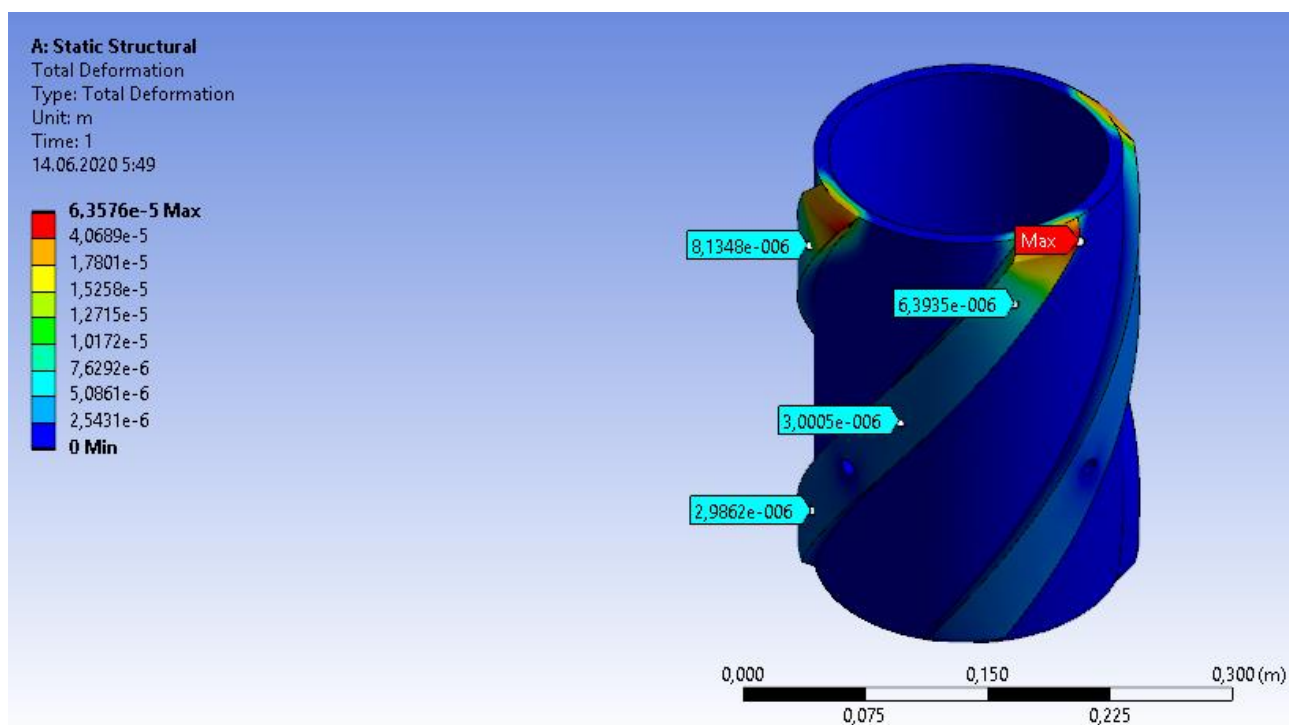


Рисунок 27. Эквивалентные перемещения

Решение в программном обеспечении ANSYS для материала PBT glass fiber reinforced представлен на рисунках 28, 29.

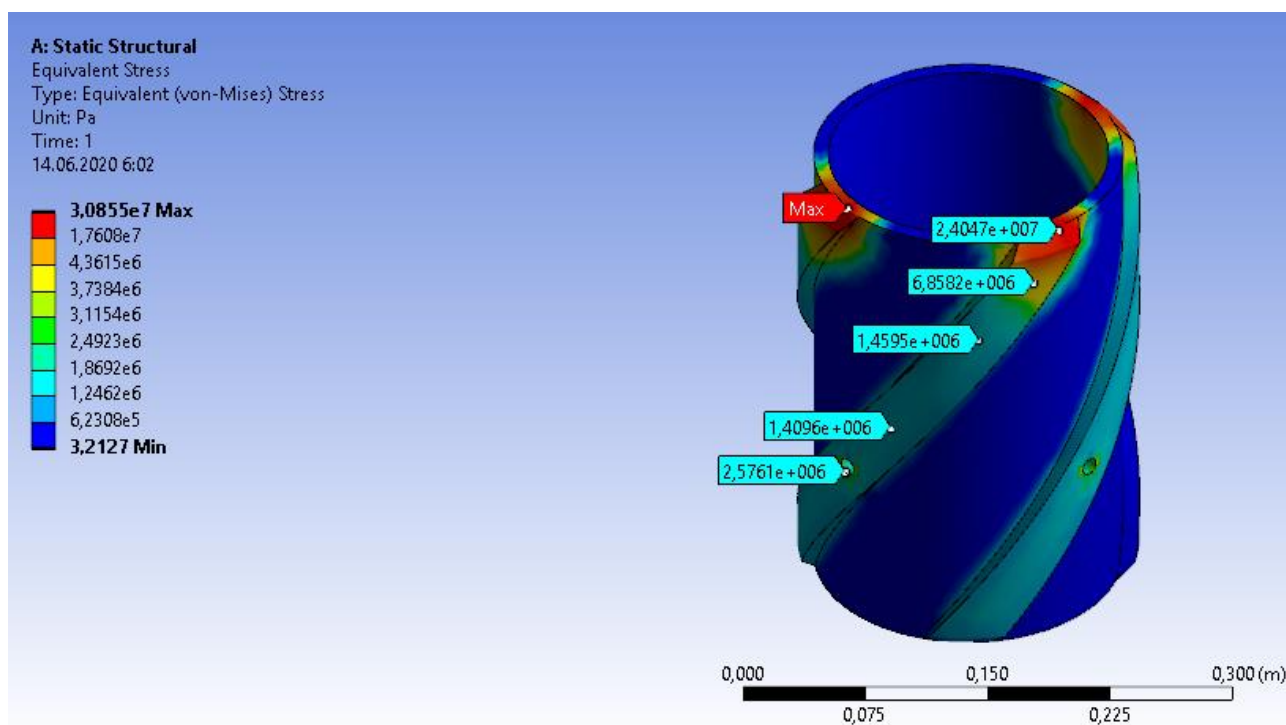


Рисунок 28. Эквивалентные нагрузки по Мизесу

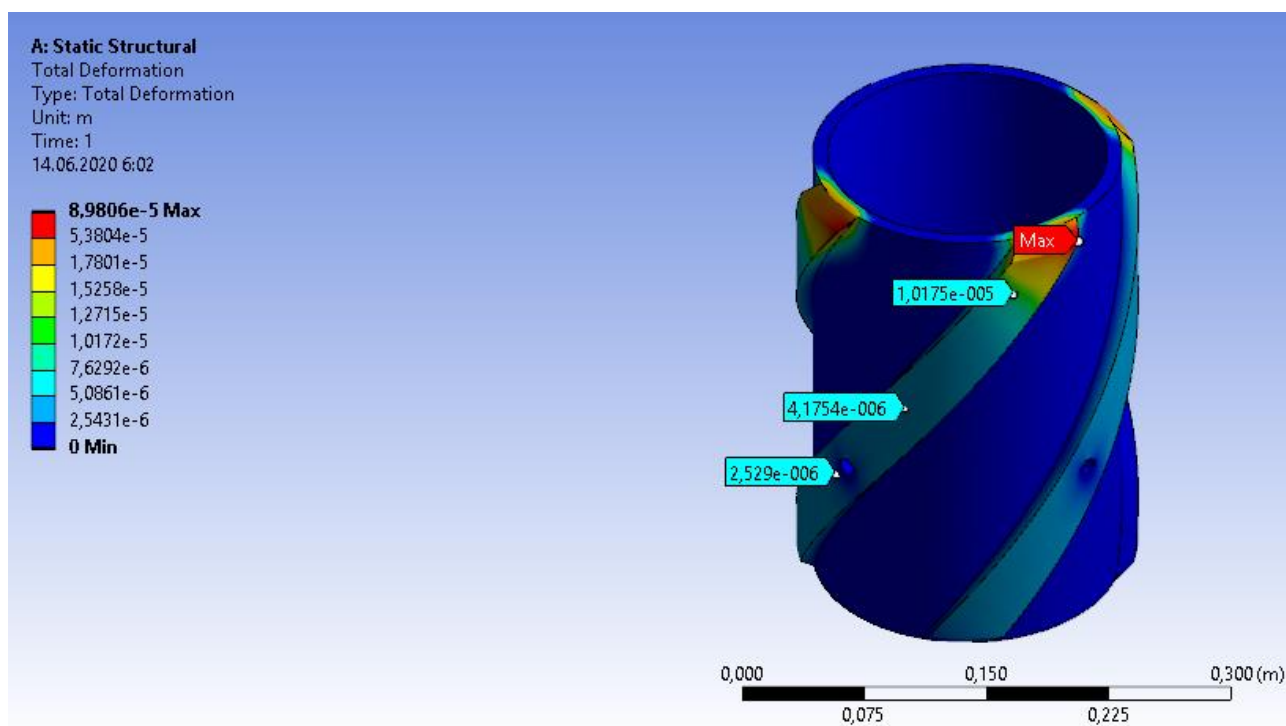


Рисунок 29. Эквивалентные перемещения



Решение в программном обеспечении ANSYS для материала PEI glass fiber reinforced представлен на рисунках 30, 31.

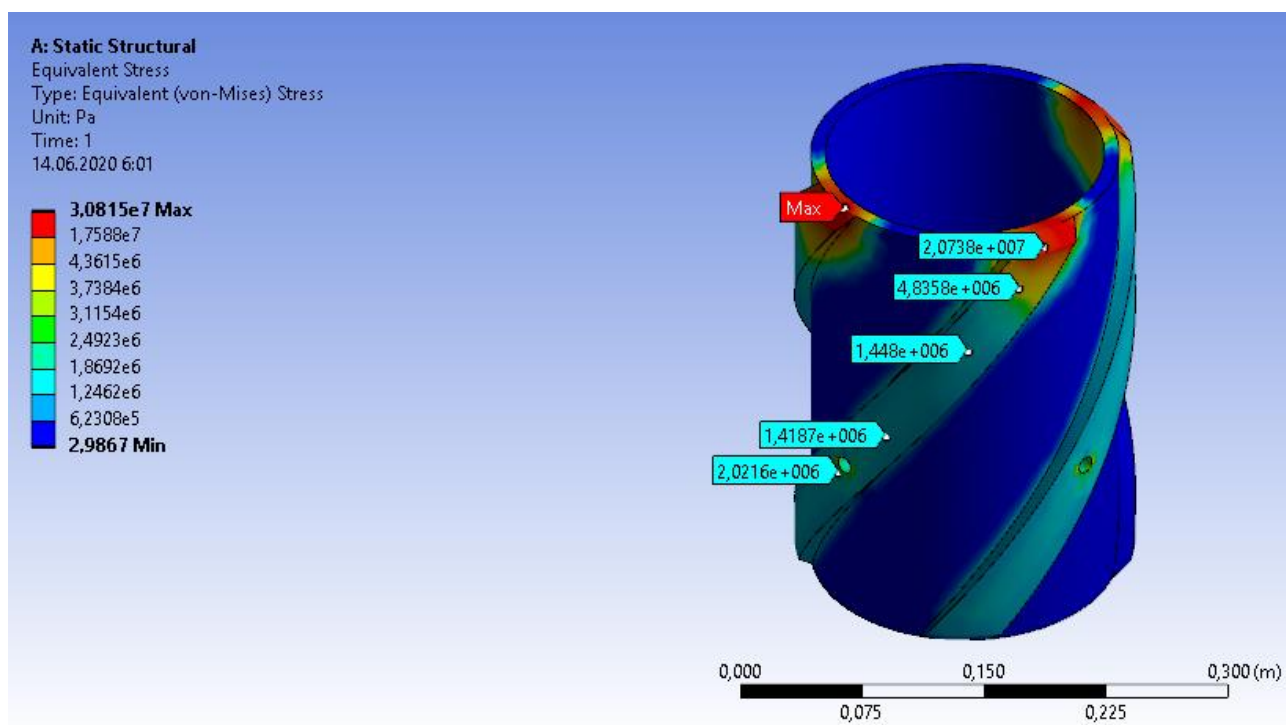


Рисунок 30. Эквивалентные нагрузки по Мизесу

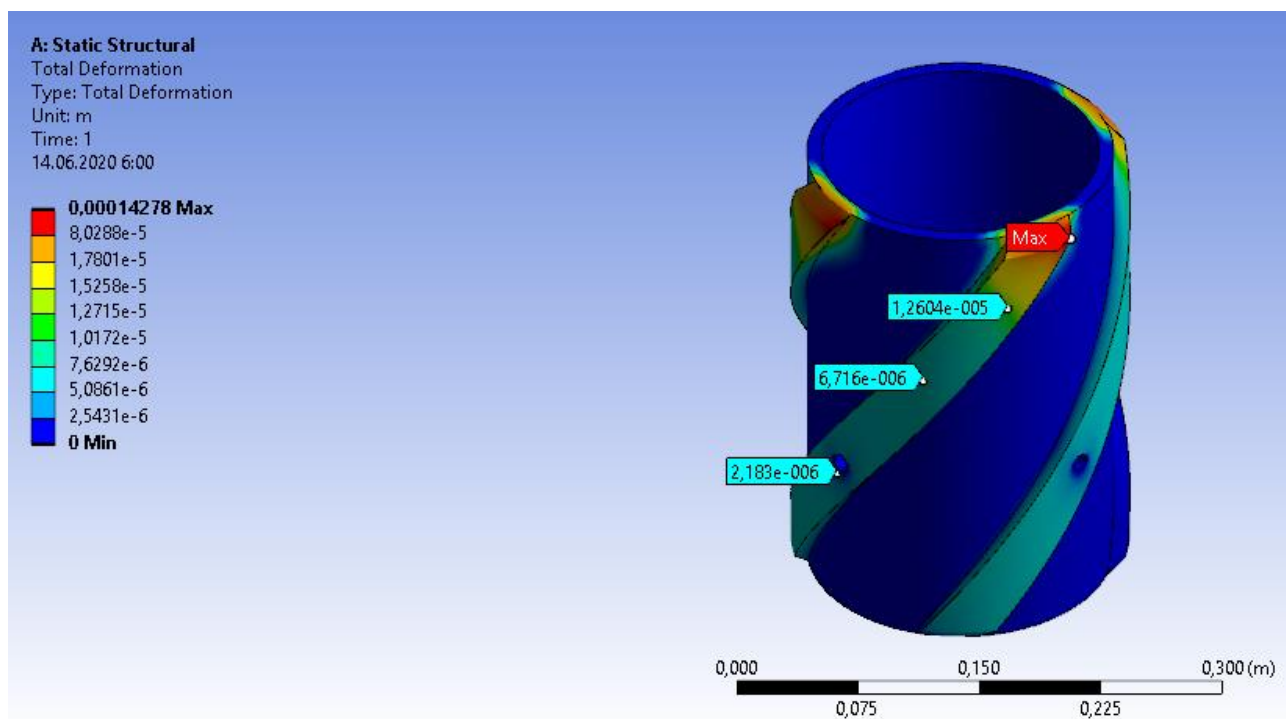


Рисунок 31. Эквивалентные перемещения

Максимальные нагрузки по Мизесу и деформации исследуемых материалов конструкции приведены в таблице 3.11.

Таблица 3.11. Полученные данные в ходе исследования

	Эквивалентные нагрузки по Мизесу, МПа	Эквивалентные перемещения, м	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
PA glass fiber reinforced	30,715	$12,477 \cdot 10^{-5}$	139	149	156
PPS plastic glass fiber reinforced	31,089	$6,358 \cdot 10^{-5}$	142	176	178
PBT glass fiber reinforced	30,855	$8,981 \cdot 10^{-5}$	91	114	165
PEI glass fiber reinforced	30,815	$14,278 \cdot 10^{-5}$	124	140	153

Из полученного можно сказать, что наибольшими концентраторами напряжения являются торцы центратора-турбулизатора переходящие в лопасти и отверстия для крепления устройства к обсадной колонне. Наиболее подходящие материалы для исследования является PBT glass fiber reinforced

Для снижения внутренних напряжений было предложено отказаться от болтового соединения и заменить на крепление стопорными кольцами (граничные условия «Fixed support» в торцах центратора имитируют стопорные кольца), а также изменен угол поворота лопастей с целью снижения нагрузки. Предложенные варианты представлены на рисунке 32.

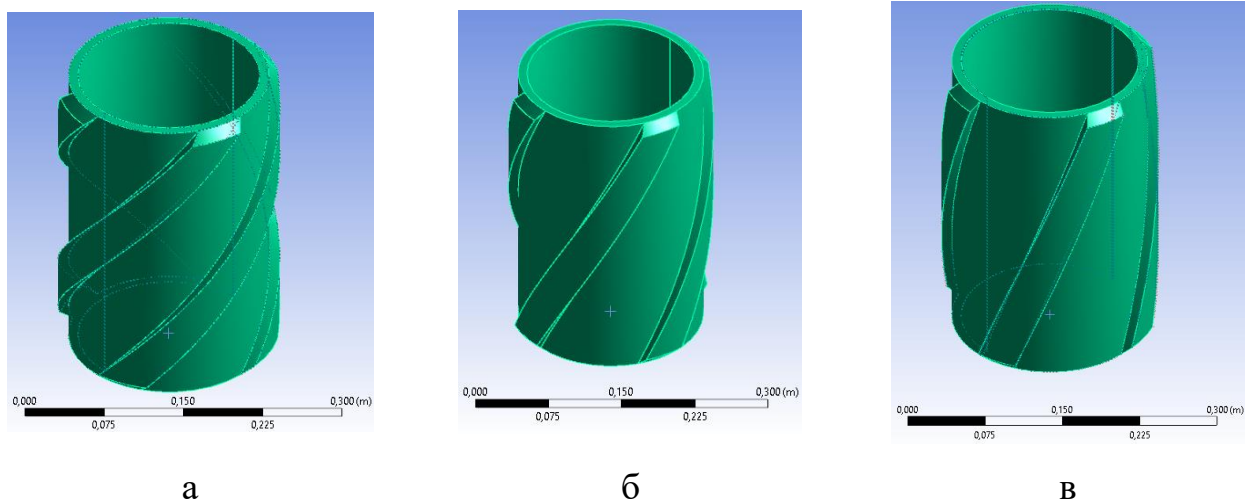


Рисунок 32. Совершенствование конструкции, а – угол наклона лопастей 50°, б – угол наклона лопастей 60°, в – угол наклона лопастей 70°.

Таблица 3.12. Полученные данные в ходе исследования 70

	Эквивалентные нагрузки по Мизесу, МПа	Эквивалентные перемещения, м	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
PA glass fiber reinforced	31,846	$7,108 \cdot 10^{-5}$	139	149	156
PPS plastic glass fiber reinforced	31,997	$3,627 \cdot 10^{-5}$	142	176	178
PBT glass fiber reinforced	31,871	$5,115 \cdot 10^{-5}$	91	114	165
PEI glass fiber reinforced	31,846	$8,132 \cdot 10^{-5}$	124	140	153

Предложенный вариант предполагает снижение материалоемкости, а, следовательно, и цены на производства изделия. По результатам исследования можно сказать, что данная конструкция повышает приходящиеся нагрузки на центратор на 1 МПа и снижает перемещения в среднем у каждого материала на 45 процентов.



Таблица 3.13. Полученные данные в ходе исследования 60

	Эквивалентные нагрузки по Мизесу, МПа	Эквивалентные перемещения, м	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
PA glass fiber reinforced	33,220	$7,605 \cdot 10^{-5}$	139	149	156
PPS plastic glass fiber reinforced	33,458	$3,850 \cdot 10^{-5}$	142	176	178
PBT glass fiber reinforced	33,254	$5,469 \cdot 10^{-5}$	91	114	165
PEI glass fiber reinforced	33,220	$8,702 \cdot 10^{-5}$	124	140	153

Данный вариант измененной конструкции повышает нагрузки на центратор, которые превышают эквивалентные нагрузки варианта с 70°, что означает данный вариант однозначно не подходит.

Таблица 3.14. Полученные данные в ходе исследования 50

	Эквивалентные нагрузки по Мизесу, МПа	Эквивалентные перемещения, м	Предел текучести, МПа	Предел прочности при растяжении, МПа	Предел прочности при сжатии, МПа
PA glass fiber reinforced	30,949	$9,310 \cdot 10^{-5}$	139	149	156
PPS plastic glass fiber reinforced	31,101	$4,679 \cdot 10^{-5}$	142	176	178
PBT glass fiber reinforced	30,971	$6,688 \cdot 10^{-5}$	91	114	165
PEI glass fiber reinforced	30,949	$10,654 \cdot 10^{-5}$	124	140	153

Изменение конструкции привело к незначительному повышению нагрузок относительно пределов текучести материалов, но при этом снизило

перемещения на 25%, что является нецелесообразным изменением по сравнению с первым вариантом.

В результате анализа полученных результатов можно сказать, что наиболее выгодным решением является замена болтового крепления на стопорные кольца и замена углов поворота лопастей с 55° на 70°.

Полиамид (РА) с содержанием стеклянного волокна обладает высокими показателями прочности, однако из-за высокого поглощения влаги данный материал не подходит, так как применяется в жидкой среде.

Полибутилентерефталат (PBT) обладает разными модификациями, армированием не только стекловолокном, имеет относительно среднюю жесткость в сравнении с другими материалами, но невысоким пределом текучести.

Полиэфиримид (PEI) композит с низкой плотностью, способен поглощать влагу, что не допустимо в эксплуатации при строительстве скважины, легко поддается механической обработке.

Полифениленсульфид (PPS) стоек к химическому воздействию в условиях высоких и низких температур, высока прочность материала, твердость и жесткость. В исследовании показал наибольшую нагрузку, однако относительно своих механических свойств данный материал, наиболее подходящий для применения.

Для внедрения конструкции в производство и создания путем литья под давлением рекомендовано выбрать материал PPS plastic glass fiber reinforced.

### 3.5 Результаты исследования

В результате выполненной выпускной квалификационной работы было проведено исследование механических характеристик конструкции композитного центратора-турбулизатора, по результатам исследования были выявлены возможные пути совершенствования конструкции устройства и проведен эксперимент по эффективности внедренных изменений конструкции.

За основу исследуемого центратора был взят образец производства компании АО «Механический завод», зарекомендовавшей себя на

отечественном рынке не только как производитель качественной технологической оснастки, но и изделий высокого качества другой отрасли, с которой было заключено соглашение по предоставлению нам информации об их изделие. Выбор материалов проводился на основании механических свойств композитных материал, в соответствии со свойствами центратора-турбулизатора компании АО «Механический завод». Проведя прочностной анализ центратора с подбором наиболее оптимального композитного материала.

Был проведен патентный анализ существующих решений центрирующей технологической оснастки для определения путей развития конструкторских решений. Проведен анализ композитных материалов пригодных для эксплуатации центратора-турбулизатора и применимых в изготовлении изделий методом литья под давления в форму.

Результатом данной работы является усовершенствованный центратор-турбулизатор разработанный на основе центратора компании АО «Механический завод», выполненный из композитных материалов пригодных для изготовления путем литья в форму под давлением, пригодный для эксплуатации при спуске обсадной колонны в скважину, выдерживающий необходимые нагрузки во время строительства скважины и обеспечивающий необходимую во время цементирования обсадных труб турбулизацию потока жидкости.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И  
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Хайруллин Равиль Рамильевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

<b>Исследование и совершенствование центратора-турбулизатора из композиционного материала</b>	
<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Томску. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Премияльный коэффициент 30%; Коэффициент дополнительной заработной платы 15%; Коэффициент, учитывающий накладные расходы 16%; районный коэффициент 130%.
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20% Коэффициент, учитывающий отчисления во внебюджетные фонды 30%.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Бюджет научно-технического исследования Определение трудоемкости выполнения работ, разработка плана и графика выполнения проекта (графика Ганта).
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности проекта.
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>	
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений</li> <li>2. Матрица SWOT-анализа</li> <li>3. Календарный план график</li> <li>4. Сравнительная оценка характеристик разработки</li> <li>5. Бюджет затрат НИ</li> </ol>	

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Хайруллин Равиль Рамильевич		

#### 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Данная выпускная квалификационная работа заключается в исследовании и совершенствовании центратора-турбулизатора из композиционных материалов, предназначенного для турбулизации потока жидкости в скважине и для центрирования обсадных колонн. Объект данного исследования является сам центратор-турбулизатор, методом исследования является компьютерное моделирование в программном обеспечении ANSYS и SolidWorks, рабочей зоной является компьютерный класс учебного корпуса НИТПУ.

Цель финансового менеджмента заключается в экономическом планировании и оценке ресурсоэффективности научной исследовательской работе «Исследование и совершенствование центратора-турбулизатора из композиционного материала». Разработка и создание конкурентных решений, технологий, должно отвечать требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Для достижения цели необходимо решить задачи такие как:

- анализ конкурентных технических решений
- планирование научно-исследовательских работ;
- расчет бюджета затрат;
- определение ресурсной эффективности исследования.

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

##### 4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Из-за постоянного развития рынка конкурирующие разработки совершенствуются. Для того, чтобы разработка могла противостоять конкурентам, нужно регулярно проводить их анализ, а также изучать сильные и слабые стороны.

На основе анализа конкурентных технических решений можно сказать, насколько данная разработка центратора-турбулизатора эффективна и конкурентоспособна по сравнению с другими аналогичными разработками.

В таблице 4.1 приведены основные сегменты рынка по следующим критериям: размер компании-заказчика и направление деятельности.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

Размер компании	Направление деятельности		
	Расчет и подбор центратора-турбулизатора	3D моделирование и исследования	Предложения усовершенствования
Мелкая	+		
Средняя	+		+
Крупная	+	+	+

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Для данного анализа строится оценочная карта, для которой отобраны два конкурентных товара: композитный центратор-турбулизатор фирмы «Matrix» и стальной центратор-турбулизатор фирмы «Механический завод». Критерии для оценки и сравнения ресурсоэффективности и ресурсосбережения приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы		Конкурентоспособность	
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>
Технические критерии оценки ресурсоэффективности					
1. Прочность	0,07	4	5	0,28	0,35
2. Простота изготовления	0,06	3	4	0,18	0,24
3. Коэффициент трения	0,10	5	2	0,5	0,2
4. Возможность турбулизации потока жидкости	0,12	4	4	0,48	0,48
5. Простота конструкции	0,07	5	4	0,35	0,28
6. Способность центрирования колонн	0,12	5	5	0,6	0,6
7. Вес устройства	0,06	5	3	0,3	0,18
8. Устойчивость к коррозии	0,06	4	3	0,24	0,18
Экономические критерии оценки эффективности					
1. Конкурентоспособность продукта	0,09	5	5	0,45	0,45
2. Уровень проникновения на рынок	0,07	3	5	0,21	0,35
3. Стоимость	0,10	3	4	0,3	0,4
4. Долговечность	0,08	4	4	0,32	0,32
Итого	1	50	48	4,21	4,03

Эти критерии основаны на выбранных объектах сравнения на основе их экономических и технических характеристиках разработки, создания и эксплуатации.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot b_i = 0,07 \cdot 4 + 0,06 \cdot 3 + \dots + 0,08 \cdot 4 = 4,21, \quad (1)$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

$B_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$b_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Исходя из данного анализа конкурентоспособность разработки равна 4,21, а у конкурента 4,03. В результате полученных значений можно сказать, что данная научно-исследовательская разработка является конкурентоспособной в таких показателях, как коэффициент трения изделия, вес конструкции, простота конструкции и вес конструкции.

#### 4.1.3 SWOT-анализ

Таблица 4.3 – Перекрестный SWOT-анализ

	<b>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</b> С1. Экономичность и энергоэффективность проекта. С2. научная новизна проекта. С3. Более низкая стоимость. С4. Актуальность разработки.	<b>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</b> Сл1. Трудность внедрения технологии. Сл2. Отсутствие возможности опробовать объект на предприятии
<b>Возможности:</b> В1. Повышение эффективности работы предприятия за счет модернизации. В2. сокращение расходов. В3. Повышение стоимости конкурентных разработок.	Большой потенциал исследования обуславливается введением нового продукта, мало распространенного на территории РФ и находящийся на уровне лучших зарубежных аналогов, на рынок добычи нефти и газа в РФ.	Поиск заинтересованных лиц. Разработка научного исследования. Оценить реальные условия эксплуатации объекта, для определения удовлетворяет ли продукт требованиям предъявляемым к нему.
<b>Угрозы:</b> У1. Риски техногенных аварий; У2. Отсутствие широкого спроса на разработки У3. Развитая конкуренция технологий производства	Отсутствие спроса на исследование и внедрения новых технологий в производство. Противодействие со стороны конкурентов не повлияет на наличие опытного руководителя.	Приобретение необходимого оборудования для опытных испытаний объекта исследования

С помощью этих данных представляется возможным выявить проблемы, стоящие перед разработкой проекта, а также определить направление использования существующего потенциала для их разрешения. С учетом слабых и сильных сторон проекта, можно сказать, что современные высокие технологии позволяют выполнять разработку и модернизацию центраторов-турбулизаторов с учетом всех нюансов. Также нынешняя политика государства не говорит о возможном ужесточении законов в отношении нефтегазовых компаний.

## 4.2. Планирование научно-исследовательских работ

### 4.2.1. Структура работ в рамках научного исследования

Для планирования научно-исследовательской работы ставятся следующие задачи:

- установление участников каждой работы;
- обозначение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для проведения научного исследования на тему «Исследование и совершенствование центратора-турбулизатора из композиционного материала» формируется перечень основных этапов и работ, проводится распределение исполнителей, в состав которых входят руководитель и студент. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.4.

Таблица 4.4 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Этапы работы	№ работы	Содержание работ	Должность исполнителя
Подготовка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления технического проектирования	2	Подбор и изучение материалов по теме	Студент
Исследование и расчеты конструкции композитного центратора-турбулизатора	3	Изучение объекта исследования	Студент
	4	Календарное	Научный



		планирование работ	руководитель
	5	Описание условий эксплуатации	Студент
	6	Изучение имеющихся вариантов	Студент
	7	Разработка конструкции	Студент
	8	Расчет геометрических показателей	Студент, научный руководитель
	9	Расчет показателей материалоемкости	Студент, научный руководитель
	10	Анализ наработанного материала	Студент, научный руководитель
Обобщение и оценка результатов	11	Оценка эффективности полученных результатов	Студент, научным руководителем
Оформление отчета по научному исследованию	12	Составление пояснительной записки	Студент
	13	Проверка выпускной квалификационной работы руководителем	Научный руководитель

#### 4.2.2. Определение трудоемкости выполнения работ

Так как трудоемкость выполнения научной разработки зависит от множества факторов, она является недостаточно точной и оценивается экспертным путем в человеко-днях. Для определения среднего значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{mini} + 2 \cdot t_{maxi}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел. дн.}, \quad (2)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;

$t_{mini}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

$t_{maxi}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Рассчитаем ожидаемое значение трудоёмкости для различных этапов:

$$t_{ож2} = \frac{3 \cdot 6 + 2 \cdot 8}{5} = 6,8 \approx 7 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож3} = \frac{3 \cdot 7 + 2 \cdot 9}{5} = 7,8 \approx 8 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож4} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 2,8 \approx 3 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож6} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \approx 3 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож7} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \approx 4 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож8} = \frac{3 \cdot 6 + 2 \cdot 8}{5} = 6,8 \approx 7 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож9} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 8}{5} = 6,6 \approx 7 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож10} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 2,8 \approx 3 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож11} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 4}{5} = 3,4 \approx 4 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож12} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \approx 3 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

$$t_{ож13} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \approx 3 \text{ чел.} - \text{дн.}$$

Исходя из ожидаемой трудоёмкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (3)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоёмкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

#### 4.2.3. Разработка графика проведения научного исследования

При выполнении дипломных работ студенты в основном становятся участниками сравнительно небольших по объему научных тем. Для наиболее удобной и наглядной реализации данного проекта строится ленточный график исполнения научных работ в виде диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта представляет собой горизонтальную ленточную диаграмму, в которой работы по теме представлены протяженными во времени отрезками, характеризующиеся датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для более удобного построения графика, длительность каждого из этапов работ переводится из рабочих дней в календарные. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (4)$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  $k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Определим коэффициент календарности на 2020год:

при шестидневной рабочей неделе для руководителя:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 68} = 1,23, \quad (5)$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;  $T_{вых}$  – количество выходных дней в году;  $T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

при пятидневной рабочей неделе для студента:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48, \quad (6)$$

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (7)$$

Все рассчитанные значения сводим в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ (чел-дни)			Длительность работ в рабочих днях $T_{pi}$		Длительность работ в календарных днях $T_{ki}$	
	$t_{min}$	$t_{max}$	$t_{ож}$	науч. рук-ль	студент	науч. рук-ль	студент
1. Составление и утверждение технического задания	1	2	2	2	-	2,5	-
2. Изучение и подбор материалов и нормативных документов	6	8	7	-	7	-	10
3. Изучение объекта исследования	7	9	8	-	8	-	12
4. Календарное планирование работ	1	2	2	2	-	2,5	-
5. Описание условий эксплуатации	3	5	3	-	3	-	4
6. Изучение имеющихся вариантов	2	3	3	-	3	-	4
7. Разработка схемы использования	3	5	4	-	4	-	6
8. Расчет геометрических показателей	6	8	7	2	7	9	10
9. Расчет показателей эффективности	5	8	7	2	7	9	10
10. Обработка полученных результатов	3	5	3	3	3	4	4
11. Экономические расчеты	3	4	4	-	4	-	6
12. Безопасность и экологичность проекта	2	3	3	-	3	-	4
13. Составление пояснительной записки	2	3	3	-	3	-	4
Итого	44	66	56	11	45	27	74

На основании таблицы 4.5 строим календарный план-график, представленный в таблице 4.6.

Таблица 4.6 - Календарный план-график

№	Вид работы	Исполнители	Т <sub>кi</sub> (кал. дн.)	Продолжительность выполнения работ									
				Февраль			Март			Апрель			Май
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	3										
2	Подбор и изучение материалов и нормативных документов	Студент	10										
3	Изучение объекта исследования	Студент	12										
4	Календарное планирование работ	Руководитель	3										
5	Описание условий эксплуатации	Студент	4										
6	Изучение имеющихся вариантов	Студент	4										
7	Разработка схемы эксплуатации	Студент	6										
8	Расчет геометрических показателей	Руководитель, Студент	10										
9	Расчет показателей эффективности	Руководитель, Студент	10										
10	Обработка полученных результатов	Руководитель, Студент	4										
11	Экономические расчеты	Студент	6										
12	Безопасность и экологичность проекта	Студент	4										
13	Составление пояснительной записки	Студент	4										



- руководитель



- студент

Для упорядочения и систематизации технических работ был разработан график занятости для научного руководителя и студента, а также была составлена ленточная диаграмма Ганта, позволяющая более качественно оценить и спланировать время работы исполнителей проекта.

#### 4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

В процессе планирования бюджета НТИ в полной мере должны быть рассчитаны все виды расходов, связанные с его выполнением. При формировании бюджета НТИ используются следующие затраты по статьям:

- материальные затраты;
- затраты на амортизацию оборудования;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

##### 4.3.1. Расчет материальных затрат

В материальные затраты включается стоимость приобретаемого сырья и материалов, запасные части для ремонта оборудования и другие быстроизнашивающиеся предметы, необходимые для разработки проекта. Все материальные затраты определяются по формуле:

$$Z_M = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{расхi}, \quad (8)$$

где  $m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м и т.д.);

$C_i$  – цена приобретения единицы  $i$ -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м и т.д.)

$K_T$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

$$З_{\text{м}} = (1 + 0,2) \cdot ((30 \cdot 3) + (50 \cdot 4) + (270 \cdot 3)) = 1320 \text{ руб.}$$

#### 4.3.2. Затраты на амортизацию оборудования

В данной статье рассчитываются затраты, связанные с приобретением специального ПО, который необходим для проведения работ по исследовательской теме. Расчет бюджета затрат на приобретение ПО для научных работ представлен в таблице 4.7.

Таблица 4.7 - Расчет амортизации оборудования

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во единиц	Цена единицы, руб.	Общая стоимость, руб.
1	Программное электронное устройство (компьютер)	1	43000	43000
Итого				43000

В связи с длительностью использования, учитывается данная стоимость с помощью амортизации:

$$A = C_{\text{м}} \cdot \frac{1}{n} \cdot \frac{T_{\text{кал.инж}}}{T_{\text{кал}}} = 43000 \cdot \frac{1}{2} \cdot \frac{74}{365} = 4359 \text{ руб.} \quad (9)$$

#### 4.3.3. Полная и дополнительная заработная плата исполнителей темы

Величина основной зарплаты исполнителей рассчитывается из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы тарифных ставок и окладов.

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как:

$$З_{\text{полн}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}, \quad (10)$$

где  $З_{\text{осн}}$  – основная заработная плата;  $З_{\text{доп}}$  – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Размер основной заработной платы определяется по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (11)$$

где  $Z_{дн}$  - среднедневная заработная плата;  $T_p$  - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником.

Месячная зарплата научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p, \quad (12)$$

где  $Z_{окл}$  - заработная плата по тарифной ставке;  $k_{пр}$  - премиальный коэффициент, равный 0,3;  $k_p$  - районный коэффициент, для наших исследуемых зон возьмем усредненный 1,3.

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату руководителя НТИ:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p = 36808 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 78936 \text{ руб.} \quad (13)$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M}{T_k} = \frac{78936}{26} = 3036 \text{ руб.} \quad (14)$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 3036 \cdot 11 = 33396 \text{ руб.} \quad (15)$$

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 33396 = 5009 \text{ руб.} \quad (16)$$

$$Z_{II} = Z_{осн} + Z_{доп} = 33396 + 5009 = 38405 \text{ руб.} \quad (17)$$

По аналогии рассчитаем заработную плату студента за данную исследовательскую работу:

$$Z_M = Z_{окл} \cdot (1 + k_{пр}) \cdot k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3) \cdot 1,3 = 36465 \text{ руб.} \quad (18)$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M}{T_k} = \frac{36465}{22} = 1657 \text{ руб.} \quad (19)$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1657 \cdot 45 = 74565 \text{ руб.} \quad (20)$$

$$Z_{доп} = 0,15 \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 74565 = 11185 \text{ руб.} \quad (21)$$

$$Z_{II} = Z_{осн} + Z_{доп} = 74565 + 11185 = 85750 \text{ руб.} \quad (22)$$

#### 4.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Страховые отчисления рассчитываются по установленным законодательством Российской Федерации нормам органами



государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}) = 0,30 \cdot (74565 + 11185) = 25725 \text{ руб.} \quad (23)$$

где  $k_{внеб}$  – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

В соответствии с Федеральным законом от 01.01.2017 гл.34 НК РФ размер страховых взносов равен 30,2%.

В таблице 4.8 представлены отчисления во внебюджетные фонды.

Таблица 4.8 - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель	33396	5009
Студент	74565	11185
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,30	
Отчисления во внебюджетные фонды		
Руководитель	11521	
Студент	25725	

#### 4.3.5. Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя другие затраты, не включенные в предыдущие статьи расходов. Они определяются по следующей формуле:

$$\begin{aligned} З_{внеб} &= k_{нр} \cdot З_{проч} = 0,16 \cdot (З_{осн} + З_{доп} + З_{внеб} + A) = \\ &= 0,16 \cdot (107961 + 16194 + 37246 + 4359) = 26522 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (24)$$

где  $k_{нр}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы равный 16%.

#### 4.3.6. Формирование бюджета затрат НТИ

Бюджет затрат проекта защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции, который основывается на величине затрат научно-технического исследования.

В таблице 4.9 приведен бюджет затрат на научно-техническое исследование по каждому варианту исполнения.

Таблица 4.9 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля в %
1. Затраты на основную заработную плату исполнителей темы	107961	55,8
2. Материальные затраты	1070	0,55
3. Затраты на дополнительную заработную плату исполнителей темы	16194	8,4
4. Отчисления во внебюджетные фонды	37246	19,3
5. Амортизация	4359	2,25
6. Накладные расходы	26522	13,7
7. Бюджет затрат НТИ	193352	100

#### 4.4. Определение ресурсоэффективности проекта

Ресурсоэффективность научной разработки можно определить по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i \quad (25)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$  – весовой коэффициент разработки;

$b_i$  – балльная оценка разработки, определяется экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности представлен в таблице 4.10.

Таблица 4.10 - Сравнительная оценка характеристик разработки

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Простота эксплуатации	0,10	3
2. Надежность	0,21	5
3. Энергоэкономичность	0,14	4
4. Безопасность	0,15	5
5. Эргономичность	0,18	4
6. Простота эксплуатации	0,22	4
<b>Итого</b>	<b>1,00</b>	<b>25</b>

Интегральный показатель ресурсоэффективности для исследуемой разработки:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i = 0,1 \cdot 4 + 0,21 \cdot 5 + 0,14 \cdot 3 + 0,18 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,22 \cdot 4 = 4,25. \quad (26)$$

Рассчитанная оценка ресурсоэффективности разработки является достаточно высокой (4,25), что говорит об эффективности реализуемой разработки с позиции ресурсной эффективности.

В итоге была доказана конкурентоспособность данной конструкции стингера по сравнению с другими аналогичными разработками, был разработан график занятости, который ограничил выполнение работы в 74 дня. Также был посчитан бюджет НТИ равный 193352 руб, большая часть которого тратится на зарплаты исполнителей проекта. Выполнение данного проекта и его реализация является значимой и эффективной.

Разработка исследования центратора-турбулизатора является актуальной разработкой. Благодаря внедрению данного объекта исследование в производство должно снизить количество спускоподъемных операций при строительстве скважины, что приводит к снижению финансовых и временных расходов.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ84	Хайруллин Равиль Рамильевич

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

<b>Исследование и совершенствование центратора-турбулизатора из композиционного материала</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: центратор-турбулизатор из композитных материалов. Область применения: строительство скважин.
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы. Конституция Российской Федерации. "ТК РФ" от 30.12.2001 N 197-ФЗ.
<b>2. Производственная безопасность:</b> 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: -повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; -повышенный уровень шума; -повышенная умственная и нервно-психологическая нагрузка; -недостаток искусственного освещения. Опасные факторы: -поражения электрическим током.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: выброс вредных газов. Гидросфера: разлив нефти пластовых и поверхностных вод. Литосфера: загрязнение почвы вредными веществами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: землетрясения, пожары. Наиболее типичная ЧС: Пожар.

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Хайруллин Равиль Рамильевич		

## 5 Социальная ответственность

Данная работа выполнялась в лаборатории с программным обеспечением SolidWorks и ANSYS. Она относится к научно-исследовательским работам и выполняется с целью расширения, углубления, систематизации знаний по определенной научной проблеме и создания научного задела. Работа посвящена исследованию и совершенствованию центратора-турбулизатора, выполненного из композиционного материала. В процессе проведения исследования необходимо предусмотреть ряд мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранения здоровья и работоспособности инженера, т.к. возможно воздействие электрического тока, повышенных умственной и нервно-психологической нагрузок и других факторов.

В данном разделе рассматриваются вопросы исследования центратора-турбулизатора в условиях лаборатории с применением программного обеспечения на персональном компьютере.

### 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Согласно "Трудовому кодексу Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020) [] работник имеет право на:

- заключение, изменение и расторжение трудового договора в порядке и на условиях, которые установлены настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- предоставление ему работы, обусловленной трудовым договором;
- рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным коллективным договором (в ред. Федерального закона от 30.06.2006 N 90-ФЗ);
- своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;

- отдых, обеспечиваемый установлением нормальной продолжительности рабочего времени, сокращенного рабочего времени для отдельных профессий и категорий работников, предоставлением еженедельных выходных дней, нерабочих праздничных дней, оплачиваемых ежегодных отпусков;
- полную достоверную информацию об условиях труда и требованиях охраны труда на рабочем месте, включая реализацию прав, предоставленных законодательством о специальной оценке условий труда (в ред. Федерального закона от 28.12.2013 N 421-ФЗ);
- подготовку и дополнительное профессиональное образование в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами (в ред. Федерального закона от 02.07.2013 N 185-ФЗ);
- объединение, включая право на создание профессиональных союзов и вступление в них для защиты своих трудовых прав, свобод и законных интересов;
- участие в управлении организацией в предусмотренных настоящим Кодексом, иными федеральными законами и коллективным договором формах;
- ведение коллективных переговоров и заключение коллективных договоров и соглашений через своих представителей, а также на информацию о выполнении коллективного договора, соглашений;
- защиту своих трудовых прав, свобод и законных интересов всеми не запрещенными законом способами;
- разрешение индивидуальных и коллективных трудовых споров, включая право на забастовку, в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами;
- возмещение вреда, причиненного ему в связи с исполнением трудовых обязанностей, и компенсацию морального вреда в порядке, установленном настоящим Кодексом, иными федеральными законами (в ред. Федерального закона от 30.06.2006 N 90-ФЗ);

- обязательное социальное страхование в случаях, предусмотренных федеральными законами.

Основным объектом в производственных условиях является рабочее место, представляющее собой в общем случае пространство, в котором может находиться человек при выполнении производственного процесса. Рабочее место является основной подсистемой производственного процесса.

Под рабочим местом понимается часть помещения предприятия определенной площади и объема, и достаточной для возможности размещения в ней необходимого оборудования и инженера. Рабочее место нормируется по ГОСТ 12.2.032-92 []. К рабочему месту предъявляются следующие требования:

1. Рекомендуемый проход слева, справа и спереди от стола 500 мм. Слева от стола допускается проход 300 мм;

2. Рабочие места с ПЭВМ при выполнении творческой работы, требующей значительного умственного напряжения или высокой концентрации внимания, рекомендуется изолировать друг от друга перегородками высотой 1,5-2,0 м. Экран видеомонитора должен находиться от глаз пользователя на расстоянии 600-700 мм, но не ближе 500 мм с учетом размеров алфавитно-цифровых знаков и символов;

3. Конструкция рабочего стула (кресла) должна обеспечивать поддержание рациональной рабочей позы при работе на ПЭВМ позволять изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления;

4. Рабочий стул (кресло) должен быть подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, а также расстоянию спинки от переднего края сиденья;

5. Стул не может располагаться непосредственно на границе площади рабочего места. Рекомендуемое расстояние от спинки стула до границы должно быть не менее 300 мм.



## 5.2 Профессиональная социальная безопасность

Выполнение работ по исследованию центратора-турбулизатора сопровождается вредными и опасными факторами на рабочем месте согласно ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [] приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Опасность поражения электрическим током	+			Требования к уровню шума устанавливаются ГОСТ 12.1.003–2014; Требования к вибрации устанавливаются ГОСТ 12.1.012–2004; Классификация и требования к вредным веществам приведены в ГОСТ 12.1.007–76; Требования к воздуху рабочей среды устанавливаются ГОСТ 12.1.005–88; Опасные и вредные производственные факторы. Классификация ГОСТ 12.0.003-2015.
Повышенный уровень шума и вибрации		+	+	
Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	
Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу		+	+	
Действие силы тяжести, когда оно может вызвать падение твердых объектов на работающего		+	+	

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования и мероприятия по их устранению.

Повышение уровня общей вибрации.

Источником вибрации на буровой установке могут быть различны. Но в данном случае нас интересует спуск труб в скважину, на которые установлены центраторы. При спуске колонны труб, может возникать вибрация, так как центратор, касаясь горную породу, создает трение, в следствии чего возникает вибрация различной частоты, зависит от твердости горной породы. Данная вибрация передаются на устье скважины, на буровую площадку, где находится рабочий персонал. Так же вибрация возникает при бурении скважин и при любых спуско-подъемных операциях.

Вибрация на человека воздействует по-разному, если ее частота не высока, то кроме как легких колебаний рабочий персонал и не почувствует. Если же вибрация будет превышать уровень допустимого значения, то колебания будут воздействовать на организм человека, возможно будет проблема с суставами ног, так как вибрация будет передаваться с поверхности земли, а также может развиваться вибрационная болезнь, что может плохо отражаться на здоровье рабочего.

К средствам коллективной защиты входят такие устройства, которые способны глушить вибрацию, это демферы и виброгасители. В качестве средств индивидуальной защиты от вибрации для рук и ног используются защитные перчатки, рукавицы, прокладки, вкладыши, защитная обувь, стельки и подметки. Виброизоляционные элементы одежды отличаются от обычных наличием упругодемпфирующим элемента. Виброзащитная обувь изготавливается в виде сапог, ботинок, полусапог и полуботинок и оснащена подошвой или вкладышем из упругодемпфирующего вещества. Применение всех средств индивидуальной защиты от вибрации снижает ее деструктивное воздействие на организм.

#### Повышение уровня шума.

На буровой установке источник шума возникает из-за работающих двигателей, которые приводят в действие насосы, генераторы, комплекс оборудования для бурения скважин, комплекс для очистки бурового раствора, комплекс для проведения спуско-подъемных операций.

Повышенный уровень шума пагубно влияет на организм человека, а именно на слуховой аппарат. При длительном нахождении без СИЗ возможно временное потеря слуха, головные боли и тошнота, так же возможно такой исход, что возможно потерять слух.

Наиболее неблагоприятными по уровню звукового двигателя и уровень звука для работников буровой установки следует считать спуско-подъемные операции. При работе ротора шум достигает отметку в 94 дБ, при спуско-подъемных операциях в 115 дБ. Суммарный уровень шума является 99 – 104

дБ на буровых с дизельным приводом, а в период спуско-подъемных операций – на буровых с электроприводом 100 – 117 дБ. Громкость ниже 80 дБ обычно не влияет на органы слуха.

Средства индивидуальной защиты должны быть у каждого работника буровой установки, независимо где он находится, обязательно должны быть беруши и специальные звукопоглощающие наушники, такой комплект СИЗ не даст работнику потерять слух.

Действие силы тяжести, когда оно может вызвать падение твердых объектов на работающего.

К источникам возникновения данного фактора относится возможные падения объектов на буровой вышке. Например, обрыв троса и падение бурильной колонны во время работы, или при спуско-подъемных операциях может произойти авария, и колонна обрушится на землю, что тем самым может нанести вред различной тяжести рабочему. При плохом креплении оборудования, может обрушиться талевая система, а именно кронблок или талевый блок, может принести получение травмы различной степени тяжести, а также возможен летальный исход.

Для предотвращения несчастных случаях следует соблюдать правила техники безопасности при спуско-подъемных операциях. К примеру, запрещается рабочему находиться у устья во время работы талевой системы; для выброса труб на мостки применяется специальные направляющий желоб; при перемещении труб с мостков и свечей с подсвечников к устью запрещается находиться между трубой и устьем.

Рабочий обязан быть в полном комплекте защиты, рабочая одежда, сделанная из огнеупорного материала, одеться в соответствии с погодными условиями, обувь с высоким голеноостопом и стальными вставками на передней стороне обуви, защитные очки и каска, защищающая от падения мелких предметов с высоты.

Утечки токсичных и вредных веществ в атмосферу

Главным источником данного фактора является газонефтеводопроявление или выбросы тампонажного раствора.

Попадание их в организм человека к проблемам органов дыхания, головокружениям, нарушению работы пищеварительной и нервной систем.

По степени воздействия на организм вредные вещества подразделяют на четыре класса опасности:

- 1-й – вещества чрезвычайно опасные;
- 2-й – вещества высокоопасные;
- 3-й – вещества умеренно опасные;
- 4-й – вещества малоопасные.

Таблица 5.2 – Предельно допустимые концентрации веществ

Наименование вещества	Величина ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Класс опасности
Нефть	10	3
Природный газ	300	4
Тампонажный раствор	871	4
Буровой раствор	1255	4

Рабочий обязан быть в полном комплекте защиты: рабочая одежда, сделанная из непроницаемого материала, необходимо быть одетым в соответствии с погодными условиями, резиновые перчатки, обувь с высоким голеноостопом и стальными вставками на передней стороне обуви, защитные очки и каска. Для минимизации воздействия данного фактора не следует находиться в места возможного проявления веществ.

Мероприятия по обеспечению безопасности труда при контакте с вредными веществами должны предусматривать:

- замену вредных веществ в производстве наименее вредными, сухих способов переработки пылящих материалов – мокрыми;
- выпуск конечных продуктов вне пылящих форм;
- ограничение содержания примесей вредных веществ в исходных и конечных продуктах;

- применение прогрессивной технологии производства, исключающей контакт человека с вредными веществами;

5.2.2 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований и мероприятия по их устранению.

#### Опасность поражения электрическим током

БП настольного компьютера представляет собой импульсный источник питания, на вход которого подается напряжение бытовой электросети с параметрами 110/230 В, 50-60 Гц, а на выходе есть ряд линий постоянного тока, основные из которых имеют номинал 12, 5 и 3,3 В.

Опасность воздействия электрического тока на организм человека зависит от электрического сопротивления тела и приложенного к нему напряжения, силы тока, длительности его воздействия, путей прохождения тока через человека, рода и частоты тока, индивидуальных особенностей человека, окружающей среды и ряда других факторов. Степень воздействия токов на человека указана в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Воздействие тока на организм человека

Сила тока, проходящая через человека, мА	Воздействие на человека	
	переменный ток 50-60 Гц	постоянный ток
0,5-1,5	начало ощущения, лёгкое дрожание пальцев рук	не ощущается
2,0-3,0	сильное дрожание пальцев рук	не ощущается
5,0-7,0	судороги в руках	зуд, ощущение нагрева
8,0-10,0	трудно, но ещё можно оторвать руки от электродов, сильные боли в пальцах, кистях рук и предплечьях	усиление нагрева
20,0-25,0	паралич рук, оторвать их от электрода невозможно, очень сильные боли, дыхание затруднено	ещё большее усиление нагрева
50,0-80,0	остановка дыхания, начало фибрилляции сердца	сильное ощущение нагрева, сокращение мышц рук, судороги, затруднение дыхания
90,-100,0	остановка дыхания, при длительном воздействии - 3 сек. и более следует остановка сердца	остановка дыхания

Существенное влияние на исход действия электрического тока оказывает путь прохождения тока в теле человека: чем больше жизненно важных органов подвержено действию тока, тем тяжелее исход поражения.

Согласно ГОСТ IEC 61140-2012 для максимальной защиты персонала необходимо предпринимать следующие меры:

- изолировать токоведущие части оборудования;
- заземлять точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
- применять СИЗ, не проводящие токи
- устанавливать знаки предостережения в местах повышенной опасности.

#### Отклонения показателей микроклимата

Оптимальные показатели микроклимата распространяются на всю рабочую зону, допустимые показатели устанавливаются дифференцированно для постоянных и непостоянных рабочих мест. Оптимальные и допустимые показатели температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений должны соответствовать значениям.

Длительное воздействие высокой температуры при повышенной влажности может привести к гипертермии, или накоплению теплоты и перегреву организма, а пониженные показатели температуры, особенно при повышенной влажности воздуха, могут быть причиной гипотермии, или переохлаждения.

Таблица 5.4 – Оптимальные и допустимые показатели, характеризующие микроклимат

Период года	Температура, С		Относительная влажность, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая	Оптимальная	Допустимая
Холодный	22-24	18-25	40-60	75	0,1	Не более 0,1
Теплый	23-25	20-28	40-60	55	0,1	0,1-0,2

В производственных помещениях, в целях профилактики неблагоприятного воздействия микроклимата, должны быть использованы защитные мероприятия, например, системы местного кондиционирования воздуха, компенсация неблагоприятного воздействия одного параметра микроклимата изменением другого (например, увеличение скорости движения воздуха), оборудование помещений для отдыха, в которых обеспечены оптимальные показатели микроклимата, регламентация времени работы, в частности, перенос начала работы на более раннее время, перерывы в работе, сокращение рабочего дня, увеличение продолжительности отпуска и др.

### 5.3 Экологическая безопасность

Увеличение объема потребления композитных материалов приводит к загрязнению почв и грунтовых вод продуктами неполного разложения отходов, отчуждению земельных угодий. В странах, где охране окружающей среде придают большое значение, законодательство обязывает перерабатывать такие отходы. Однако на практике возможность утилизации часто ограничивается технологическим процессом.

В настоящее время 30 % всех существующих пластиков представляют собой смеси различных композитных материалов. Для достижения определенных свойств и лучшей переработки в некоторые материалы вводят различные химические добавки, часть которых токсична.

Композитный центратор во время эксплуатации не оказывает ни какие влияния на загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы. Но в процессе утилизации данного материала возможны загрязнение. К примеру, при сжигании данного полимера возможен выброс в атмосферу токсичных отходов, в виде паров и газов, которые загрязняют окружающую среду, со временем при сжигании данные пары могут накапливаться и в конечном итоге создают парниковый эффект. При другой утилизации полимера, его захоронение в почву. В конечном итоге, в течении долгого времени, он будет разлагаться, его остатки тоже могут пагубно влиять на окружающую среду.

Возможно, в этом месте некоторое время не будет находиться растительность и тд.

#### Обоснование мероприятий по защите окружающей среды

Для защиты окружающей среды возможно повторное использование в качестве наполнителей, армирующих элементов или сырья для комбинирования в другой композитный материал. Основные недостатки: весь трудоемкий процесс извлечения центраторов из зацементированной скважины, даже тщательно отделенные от другого мусора отходы практически невозможно переработать, не потеряв необходимые свойства материала.

#### 5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей

5.4.1 Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследований

ЧС которые могут возникнуть при производстве полимеров, а именно на заводе изготовителей композитных центраторов, это ЧС техногенного характера и экологического.

Техногенные чрезвычайные ситуации связаны с производственной деятельностью человека и могут протекать с загрязнением и без загрязнения окружающей среды. Наибольшую опасность в техногенной сфере представляют транспортные аварии, взрывы и пожары, радиационные аварии, аварии с выбросом аварийно химически опасных веществ и др.

Техногенная чрезвычайная ситуация – это состояние, при котором в результате возникновения источника техногенной чрезвычайной ситуации на объекте, определенной территории или акватории нарушаются нормальные



условия жизни и деятельности людей, возникает угроза их жизни и здоровью, наносится ущерб имуществу населения, народному хозяйству и окружающей природной среде. Различают техногенные чрезвычайные ситуации по месту их возникновения и по характеру основных поражающих факторов источника чрезвычайной ситуации.

5.4.2 Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть на рабочем месте при проведении исследований

В лаборатории возможны следующие чрезвычайные ситуации: пожар и землетрясение. Наиболее типичная ЧС – пожар. Рабочее место по категории пожарной опасности относится к классу В, как пожароопасное. Пожар носит техногенный характер. Источником пожара могут быть ПЭВМ, электрический ток. К возможным причинам пожара можно отнести:

- неисправность электрической проводки;
- возгорание ПЭВМ;
- несоблюдение правил ПБ

Меры по предупреждению пожара:

- недопущение использования неисправного оборудования;
- ознакомление сотрудников с правилами пожарной безопасности;
- назначение ответственного за пожарную безопасность;
- наличие системы сигнализации при возникновении пожара;
- выключение электрооборудования, освещения и электропитания;
- курение в строго отведенном месте;
- наличие планов эвакуации;
- содержание путей и проходов для эвакуации людей в свободном состоянии.

5.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Для рабочего помещения необходима разработка системы пожарной сигнализации (СПС). СПС обнаруживает признаки возгорания и подаёт

сигнал тревоги на пульт охраны и систему оповещения, систему автоматического пожаротушения и инженерные системы здания.

Принцип проектирования, монтажа и технического обслуживания пожарной сигнализации основан на требованиях соответствующих нормативных документов, отраслевых и ведомственных стандартов. Материалы и оборудование, применяемые для монтажа пожарной сигнализации должны быть сертифицированы (иметь пожарные сертификаты).

Для обнаружения возгорания в рабочем помещении используем извещатели пламени и тепловые пожарные извещатели. Необходимость двух видов извещателей объясняется тем, что цикл горения веществ разный и протекает при различных скоростях, а также может сопровождаться открытым пламенем уже на начальном этапе возгорания.

Выберем пожарный извещатель пламени ИПП-330-1-1-С. Данный извещатель имеет высокую дальность обнаружения очага пожара и приемлемым временем распознавания пожара [24].

Таблица 5.5 – Технические характеристики ИПП-330-1-1-С

Дальность обнаружение тестового очага поражения (ТП5), угол обзора	60м, 10°
Напряжение питания	8...28 В
Ток потребления, не более	15 мА
Время обнаружения пожара	2 сек
Габаритные размеры	80×70×60 мм
Масса извещателя	0,35 кг
Исполнение	IP 65
Рабочая температура	-40..+50°C

В качестве теплового извещателя выберем ИП-101-1А-АЗ. Извещатель соответствует требованиям ГОСТ 22782.5.

Помещение такой площади должно быть оснащено двумя порошковыми огнетушителями марки ОП-5, силовым щитом для

возможности мгновенного обесточивания. Необходим периодический осмотр огнетушителей, проверка их работоспособности перезарядка. Также рекомендуется размещение на стенах инструкций по пожарной безопасности и план эвакуации. В случае возникновения пожара и невозможности его самостоятельной ликвидации, необходимо вызвать пожарную охрану и покинуть помещение, руководствуясь планом эвакуации.

#### Выводы по разделу

В ходе изучения раздела «Социальная ответственности» практическая значимость полученных результатов необходимо для организации и поддержания безопасного производственного процессе. Исследовательская работа по изучению композитного центратора-турбулизатора в лабораторных условиях удовлетворяет все нормам и требованиям и не нуждается доработке.

## Заключение

Результатом выпускной квалификационной работы является проведенное исследование конструкции центратора-турбулизатора и разработка совершенствования центратора-турбулизатора выполненного из композитных материалов. Работа по исследованию проводилась на основе центратора компании АО «Механический завод».

Для достижения результата в ходе работы был сконструирована 3D-модель изделия, проведен патентный анализ центраторов, находящихся в свободном доступе, подобраны композиционные материалы, пригодные для эксплуатации технологической оснастки обсадных колонн и применимые в создании методом литья под давлением в форму, на основе построенной пространственной модели проведен прочностной анализ для выявления слабых сторон конструкции и на их основе предложены варианты для совершенствования устройства.

Центратор-турбулизатор был усовершенствован путем изменения конструкции: отказ от соединения винтами, изменен угол поворота лопастей центратора, что снижает материалоемкость конструкции, из-за чего снижается цена на его производство, подобран необходимый композитный материал, применимый к литью в форму под давлением, способный выдерживать высокие нагрузки, изменения температур рабочей зоны и работы в условиях жидкой агрессивной среды.

#### Список используемых источников

1. Патент 2405101. Российская Федерация, МПК E21B17/10. Центратор обсадной колонны: № 2013118497/06: заявл. 22.04.2013: опубл. 20.08.2014 / Каримов И.Н., Агзамов Ф.А. – 3с.
2. Патент 2012769. Российская Федерация, МПК E21B17/10. Центратор пружинный для обсадной колонны: № 2112532515/06: заявл. 18.04.2009: опубл. 03.06.2010 / Гичев В.В., Бабаниязов С.С. – 7с.
3. Патент 2260667. Российская Федерация, МПК E21B17/10. Центратор роликовый. № 2134585652/06: заявл. 14.02.1994: опубл. 21.02.1995 / Кисленко Н.Ф. – 6с.
4. Патент 2387792. Российская Федерация, МПК E21B17/10. Жесткий центратор обсадной колонны для скважины. № 2345234218/07: заявл. 12.02.2002: опубл. 27.07.2003 / Киршин А.В., Ахмадишин Ф.Ф., Фаткуллин Р.Х., Фбдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х., Оснос В.Б. - 6с.
5. Патент 2263760. Российская Федерация, МПК E21B17/10. Центратор для центрирования дополнительной обсадной колонны внутри основной обсадной колонны скважины. № 4526525251/06: заявл. 10.04.1995: опубл. 20.05.1996 / Никитин В.Н., Ибрагимов Н.Г., Ожередов Е.В., Закиров А.Ф. – 10 с.
6. Weatherford [Электронный ресурс] // Строительство скважин – Режим доступа: <https://www.weatherford.com/ru/products-services/well-construction.html>, - Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. – Дата обращения: 07.05.2020 г.
7. Halliburton [Электронный ресурс] // Casing-Equipment – Режим доступа: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/cementing/casing-equipment/default.html>, Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения: 07.05.2020 г.
8. Григулецкий В.Г. Технология бурение нефтяных скважин: Пер. с англ./ Пер. Григулецкого В.Г., Кисельмана Ю.М.; Под ред. Григулецкого В.Г. – М.: Недра, 1989. – 413 с.

9. G. Liu. Оптимальное размещение центраторов обсадной колонны / G. Liu // Нефтегазовые технологии. – Москва, 2012. - С. 100.
10. Долгих Л.Н. Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин: Учебное пособие /Л.Н.Долгих; Перм. гос. техн. ун-т. Пермь, 2007, - 189 с.
11. Овчинникова В.П. Справочник бурового мастера: учебно-практическое пособие / В.П. Овчинникова, С.И. Грачёва, А.А. Фролова. – Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2006. – 608 с.
12. Обзор классификации опорно-центрирующих элементов и их назначение в бурильной колонне / Н.И. Гирфанова, А.А. Щевелёв, Л.М. Левинсон, Ф.Н. Янгиров // Нефтедобывающая промышленность. – 2019. – 12 с.
13. Drilling. [Электронный ресурс] // Oil&Gas Portal: Ideas and Innovations. – Режим доступа: <http://www.oil-gasportal.com>, свободный, - Загл. с экрана. – Яз. англ. Дата обращения: 15.05.2020 г.
14. Drilling rigs. [Электронный ресурс] // Offshore drilling rigs. – Режим доступа: <http://rig-s.ru/rigs>, свободный, - Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения: 15.05.2020 г.
15. Main components of a drilling rig. [Электронный ресурс] // Электронный архив. – Режим доступа: <https://studfile.net>, свободный, - Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения: 15.05.2020 г.
16. Natural gas explained. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Energy Information Administration. – Режим доступа: <https://www.eia.gov>, свободный, - Загл. с экрана. – Яз. англ. Дата обращения: 15.05.2020 г.
17. Off-shore drilling. [Электронный ресурс] // Информационный сайт Neftegaz.RU. – Режим доступа: <https://neftegaz.ru>, свободный, - Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения: 15.05.2020 г.

18. Rock cutting tool. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Роспромбур. – Режим доступа: <https://rosprombur.ru>, свободный, - Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения: 15.05.2020 г.
19. The Defining Series: Well Cementing Fundamentals. [Электронный ресурс] // Официальный сайт компании Schlumberger. – Режим доступа: <https://www.slb.com/resource-library>, свободный, - Загл. с экрана. – Яз. англ. Дата обращения: 15.05.2020 г.
20. Пружинные сварные центраторы нового поколения для обсадных колонн нефтяных и газовых скважин / А.К. Дудаладов [и др.] // Бурение и нефть. – 2008. – № 9. – С. 31-42.
21. Совершенствование конструкции и системы закрепления жестких центраторов к трубам обсадной колонны / И.С. Катеев [и др.] // Бурение и нефть. – 2008. – № 4. – С. 50-52.
22. Разработка, изготовление и использование жестких центраторов для наружной оснастки обсадных колонн / Р.И. Катеев [и др.] // Бурение и нефть. – 2006. – № 10. – С. 18-22.
23. ГОСТ Р 57921-2017 Композиты полимерные. Методы испытаний. Общие требования.
24. ГОСТ Р 56813-2015 Композиты полимерные. Руководство по изготовлению пластин для испытания и механической обработки.
25. ГОСТ 632-80. Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия (с Изменениями N 1, 2, 3, 4).
26. ГОСТ 31446-2017. Трубы стальные обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности Общие технические условия.
27. ГОСТ 34380-2017 Трубы обсадные и насосно-компрессорные для нефтяной и газовой промышленности. Рекомендации по эксплуатации и обслуживанию.
28. ГОСТ 23501.108-85. Системы автоматизированного проектирования. Классификация и обозначение.

29. ГОСТ 15971-90. Системы обработки информации. Термины и определения.
30. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
31. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
32. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.
33. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
34. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
35. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
36. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
37. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
38. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
39. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
40. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.
41. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.
42. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
43. Трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).



## Приложение А

### Research and improvement of the turbulator centralizer made of composite material

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ84	Хайруллин Равиль Рамильевич		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Макаровских А.В.	-		

Natural gas is a fossil energy source that formed deep beneath the earth's surface. Natural gas contains many different compounds. The largest component of natural gas is methane, a compound with one carbon atom and four hydrogen atoms ( $\text{CH}_4$ ). Natural gas also contains smaller amounts of natural gas liquids, and nonhydrocarbon gases, such as carbon dioxide and water vapor. It is used as a fuel and for making materials and chemicals.

From millions to hundreds of millions of years ago and over long periods of time, the remains of plants and animals (such as diatoms) built up in thick layers on the earth's surface and ocean floors, sometimes mixed with sand, silt, and calcium carbonate. Over time, these layers were buried under sand, silt, and rock. Under the influence of high pressure and heat, substances saturated with carbon and hydrogen became coal, oil, and natural gas.

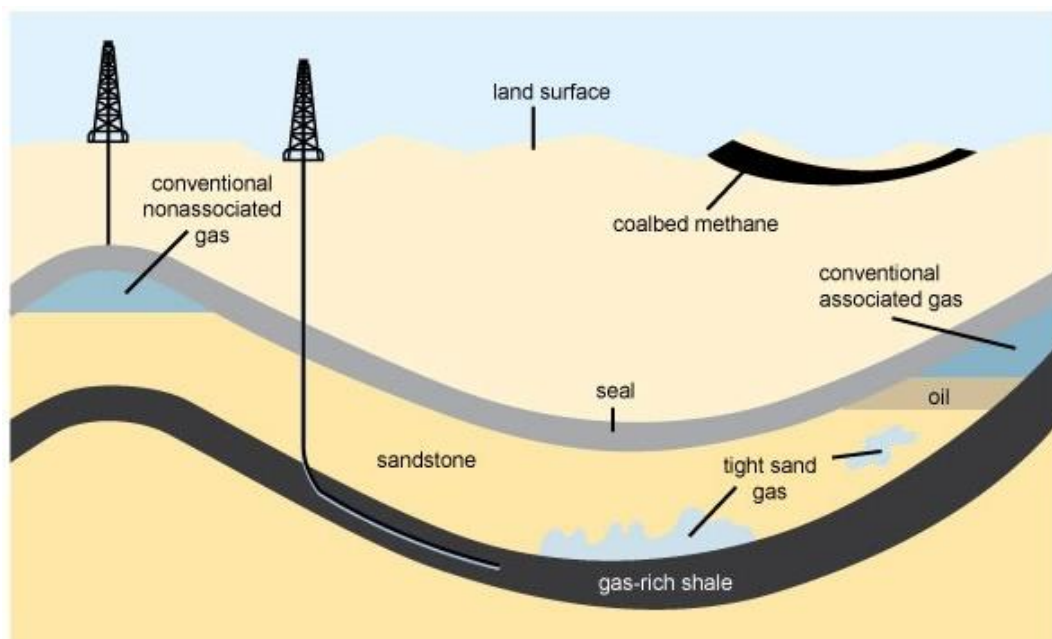


Figure ... Schematic geology of natural gas resources

In some places, natural gas moved into large cracks and spaces between layers of overlying rock. The natural gas found in these types of formations is sometimes called conventional natural gas. In other places, natural gas occurs in the tiny pores (spaces) within some formations of shale, sandstone, and other types of sedimentary rock. This natural gas is referred to as shale gas or tight gas, and it is sometimes called unconventional natural gas. Natural gas also occurs with

deposits of crude oil, and this natural gas is called associated natural gas. Natural gas are found underground, under the ocean floor and on the shelf. A type of natural gas found in coal deposits is called coalbed methane [4].

Geologists begin searching for minerals by studying the structure and processes of the earth's crust. They locate the types of geologic formations that are likely to contain natural gas deposits.

Geologists often use seismic surveys on land and in the ocean to find the right places to drill natural gas and oil wells. Seismic surveys create and measure seismic waves in the earth to get information on the geology of rock formations. Seismic surveys on land may use a thumper truck, which has a vibrating pad that pounds the ground to create seismic waves in the underlying rock. Sometimes small amounts of explosives are used. Seismic surveys conducted in the ocean use blasts of sound that create sonic waves to explore the geology beneath the ocean floor.

If the results of seismic surveys indicate that a site has potential for producing natural gas, an exploratory well is drilled and tested. The results of the test provide information on the quality and quantity of natural gas available in the resource.

If the results from a test well show that a geologic formation has enough natural gas to produce and make a profit, one or more production (or development) wells are drilled. Natural gas wells can be drilled vertically and horizontally into natural gas-bearing formations. In conventional natural gas deposits, the natural gas generally flows easily up through wells to the surface [1].

Drilling is the process of constructing a well by destroying rocks.

To drill a well it is necessary to carry out simultaneously the following actions (drilling process):

- to overcome the resistance of the rock, crushing it into small particles measuring just a few mm;
- to remove the rock particles, while still acting on fresh material;
- to maintain the stability of the walls of the hole;

- to prevent the fluids contained in the drilled formations from entering the well.

This can be achieved by using rotary drilling rigs which are the ones operating today in the field of hydrocarbons exploration and production.

The drilling rigs are complexes of mobile equipment which can be moved (onshore and offshore) from one drill site to another, drilling a series of wells [2].

According to drilling technologies, there are:

- Rotary drilling. The well is made by destroying the soil using a rotating special tool. As a rock-breaking tool, a chisel or drill bit is used.
- Impact rotary drilling. Air from the compressor is fed through the drill pipes to the pneumatic reservoir in the lower part, which is installed with a special bit or crown for the destruction of rock at the bottom. (It acts on the soil by striking a rotating tool. A chisel, a crown for destruction is used.)
- Equipment for shock-rope drilling. It functions using a falling projectile. For the construction of wells drive pipe and soil samplers are used.
- Equipment for vibration drilling. A special module is used for construction of wells by vibration method. The vibration frequency is 150 Hz. The perturbation force is 10 tons. Vibration drilling technology is used in medium-density rocks. The tool is equipped with drill pipes. A vibration load passes through them. The main component is a vibration probe.

According to the method of movement, there are:

- Self-propelled. As a rule, they are installed on automobile and crawler chassis of increased cross-country capability.
- Mobile. Equipped with an individual mobile base-semi-trailers, trailers, sledge base. The drive is provided by a deck diesel engine.

- Stationary. They are installed in special drilling buildings.

During rotary drilling, the rock is destroyed with the help of rock cutting tool called a chisel. The bit rotates and simultaneously affects the rock at the bottom of the drill string. The drill string consists of steel pipes that are welded or screwed together using a threaded connection [2].

Drilling bits are classified according to several criteria. Drill bits are distinguished by their purpose: for solid face drilling, for core drilling, to perform special functions.

The latter category, which is distinguished by the goals that are being fulfilled, includes extenders, cutters, and other tools. A variety of rock-breaking tools used for drilling with core selection are drill bits.

Depending on the type of working part, that is, the structure of elements that have a direct impact on the rock with its subsequent destruction, there are blade and roller types of drill bits. Blade bits are mainly used for drilling soft rocks and medium-hard rocks, while the drilling rotary method is used. Rock drill bits have a much wider range of applications; they are used for the destruction of all types of rocks – from very soft to very strong. This versatility is achieved, among other things, due to various design options for this tool.

During the drilling process, sludge is formed, which is transported to the wellhead using drilling mud (liquid, gas or foam).

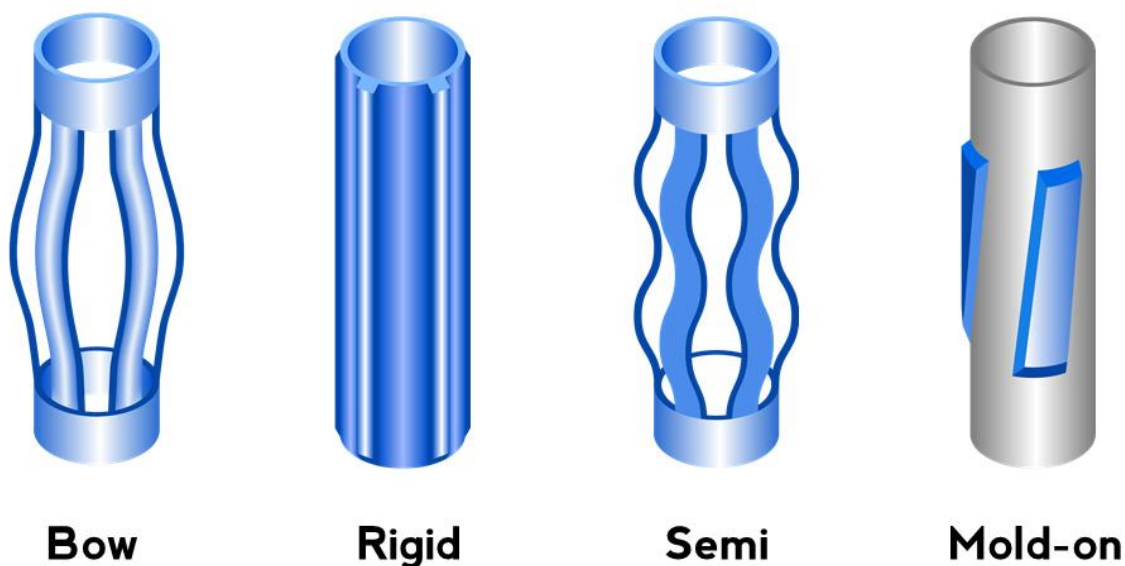
The rotation is transmitted to the bit from the surface by a device called a rotary table or, in the modern rigs, by a top drive motor with a rotary table as backup; additional rotation can be added by downhole motors located directly above the bit [6].

After the well is drilled, it must be lined with steel pipes (casing consisting of steel pipes connected to each other).

In order for the pipes to descend evenly, technological equipment is used. It includes: a Shoe with a guide mount; check valve; cementing head; ring the «stop»; scrapers; centralizers; casing turbulators; separation of cementing plugs; packer devices.

Then, to give strength to the well, it must be cemented - fill the space between the pipe and the wall with a cement solution. To achieve high-quality cementing, every element of the tooling is important. And a high-quality selection of the centralizer helps to achieve this goal [7].

Centralizers are used for centering the casing string in the borehole in order to evenly fill the annular space with cementing slurry and high-quality separation of layers. In addition, they facilitate the process of the descent of the casing, reducing the friction force between the casing pipes and the borehole walls and increase the degree of displacement of drilling mud plugging due to the formation of local turbulence of the upward flow of solution into areas of the centralizers, as well as facilitate work on the suspension liner and connecting sections of casing as the result of centering their top tips.



Copyright © Pegasus Vertex, Inc.

Figure ... Types of centralizers

Bow Springs Centralizers are used to provide centralization for casing in vertical or slightly deviated wells as its OD is more than the hole ID. Its arcs have the flexibility to retract in narrow intervals of the upper casing and expand again in wide intervals of the drilled hole.

Solid, welded blade centralizers offer high strength in horizontal and extended reach wells as they provide a guaranteed standoff and function as bearings during the pipe rotation. Rigid bars are welded to the centralizer collars,

giving the design strength and durability. Rigid centralizers come in a variety of configurations, including hinged and slip-on, with both straight blade and spiral designs. Rigid centralizers are also available in composite materials which can minimize drag, enabling conventional casing runs in long laterals regardless of the side force.

The semi-rigid centralizer is designed for use in vertical, obliquely directed, horizontal and wells with complex geological sections. The design of the centralizer allows it to maintain its shape after repeated deformation with maximum radial load-up to the touch of the pipe body.

The molding centralizer blades, made of carbon fiber ceramic materials, can be applied directly to the casing surface. The blade length, angle and spacing can be designed to fit specific well applications, especially for the close tolerance annulus. The non-metallic composite can also reduce the friction in extended reach laterals to prevent casing buckling.

According to L. N. Dolgikh "Fixing, testing and development of oil and gas wells" centering devices are installed every 10 meters in the intervals of productive formations and in the areas of the greatest curvature of the wellbore, and the remaining intervals of the casing string - every 50 meters. Fixing on casing pipes is performed by internal threads or locking rings, using bolts and screws.

After analyzing the existing solutions for centralizer execution, two main types of centralizers can be distinguished. These are elastic-type centralizers and rigid-type centralizers. In turn, each of the presented types can have its own subsorts.

When a well is completed, its diameter decreases with a certain frequency. Each time the diameter of the drilled section should once again decrease, the passed section should be surrounded by casing pipes [3].

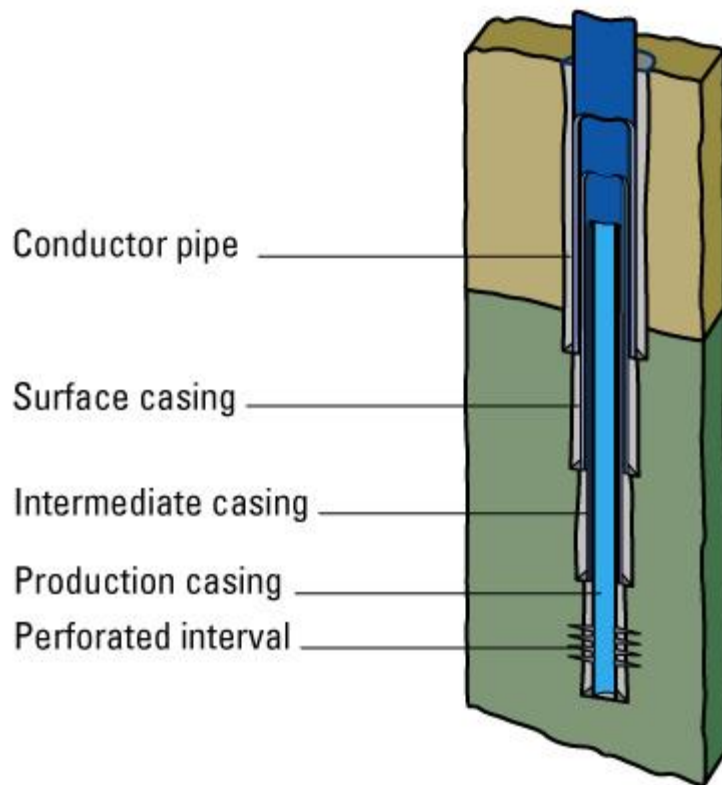


Figure ... The elements of the oil (gas) casing

Well planning is a fundamental part of the drilling process – it is the basis for making all the important technical choices, for assessing the costs and organizing the actual construction of the well in the most efficient way.

The well planning starts the moment when the interpretation of the seismic data and the reconstruction of the geology of the area reveal the presence of a structure favorable to the accumulation of hydrocarbons.

These data also enable an estimate to be made of: depth of the productive levels; stratigraphic and lithological sequences; problems that could emerge in an operational phase.

Geologists prepare a document containing estimates and proposals for drilling the well on the basis of the information in their possession obtained from: geological surface campaigns; regional geological studies; studies conducted on seismic maps; profiles of wells already completed in the area.

This document is the introduction to the drawing up of the proper drilling programme to provide data necessary for well location, drilling objectives, final



depth projection, litho-stratigraphic profile forecasts, possible drilling problems that could be encountered, etc.

The analysis and processing of all this large mass of information provides drilling engineers with the essential elements for drawing up a drilling programme.

These data are available from existing documents such as:

- Geological profiles;
- Well Logs;
- Pressure reports;
- Drilling reports;
- Drilling fluid reports;
- Cementing reports, etc.

Each well has its own specific features (depth, exploratory, development or appraisal well, onshore or offshore, vertical, directional or horizontal) but the basic criteria are the same for all well types.

The first step to be taken by engineers to work out the drilling programme is to construct the trend of the pressure gradient curves according to the depth (geostatic, pore pressure and fracture gradients) to design a well casing profile.

Casing levels, diameters and weight of the strings, pressures and temperatures concerned, and the volume of drilling mud to be used, are all aspects participating in determining the choice of a rig type, blowout prevention systems (BOP, choke manifold, hydraulic circuit) and wellheads [3].

The choice of the rig is closely bound up with the depth it is wished to reach and with the weight of the strings concerned.

According to the weights of the strings to be handled, rigs that have different characteristics are used, and what is of basic importance is the strength of the whole assembly, (travelling block, crown block, hook and derrick floor) from which the string hangs while being lowered into the well.

In offshore activity, the choice of the rig is determined, not only by the weight of the strings, but also by the depth of the water in the area of operations.

Drilling rigs installed on offshore vessels or platforms are built to reach the maximum possible depths and have all the material and equipment necessary for drilling on board.

The composition of the wellhead depends on the pressures that can be reached during various working phases – both drilling and production – and on the diameters of the strings to be lowered into the well.

Types of offshore drilling rigs [5]:

- Drilling barge is a type of an offshore drilling rig used in the first stage of the field development, for drilling wells mainly in shallow and protected areas.
- Jack-up drilling rig. This type of an offshore drilling rig resembles a drilling barge in its method of movement, type of work, hull shape, and structure of the production platform, and is sometimes an upgraded drilling barge. The design includes three, four or five pad-like bearings, lowered and pressed into the bottom during drilling operations. In this case, the rig can also be anchored.
- Drillship – propelled and therefore do not require towing to the work site. They are designed specifically for drilling wells at great depth, although they are not as stable as semi-submersible offshore drilling rigs.
- Submersible rig. The submersible installation consists of a platform with two housings placed on top of each other. The upper hull contains living quarters for the crew, as on a conventional drilling platform. The lower part is filled with air (which provides buoyancy) when moving, and after arriving at the destination, the air is released from the lower body, and the drilling platform sinks to the bottom.
- Semisubmersible rig. The design of the semi-submersible installation includes bearings that provide buoyancy of the platform and provide a large weight to maintain a vertical position. During the movement of

the semi-submersible offshore drilling rig, air is pumped in and out of the lower hull

The great complexity of the drilling process, its high costs, the need to ensure the full efficiency of the rig and the compliance with safety regulations and environment control call for a continuous optimizing of operations, which are achieved through the monitoring and processing of all available data, both geological and drilling.

To reach these objectives, each drilling rig, and in particular those that have to drill complex, deep and therefore costly wells, is equipped with more or less sophisticated mud logging units, which permit – through appropriate sensors and the activity of specialized personnel – the acquisition, processing and interpretation of a vast range of information of interest both to the geologist and to the drilling engineer.

Mud logging units are equipped with sensors, positioned in appropriate parts of the rig, permitting the automatic, continuous acquisition of the most significant parameters, and advanced information systems, based also on expert systems, as the means of managing operations in real time, with the consequent reduction of time and costs.

These sensors transmit their signals to a computerized system housed in the mud logging cabin, which provides for their representation also in a graphic form, their storage in special local data banks, and transmission of selected data via radio links, dedicated telephone lines and satellite channels to operational centres.

Natural gas is produced from shale and other types of sedimentary rock formations by forcing water, chemicals, and sand down a well under high pressure. This is called hydraulic Fracturing (fracking) — one of the methods of intensifying the work of oil, gas condensate, and gas wells. The method consists in creating a highly conductive crack in the target formation to ensure the flow of the extracted fluid to the bottom of the well. Passing through the wellhead, natural gas is sent through process pipes to plants for processing and transporting gas [1].

The raw material just extracted from the well is called raw gas, because along with methane, it usually contains ethane, propane, butanes, pentanes, and water vapor. Wet gas also contains non-carbohydrate substances that must be removed before reaching the consumer.

As mentioned earlier, after production, the gas must be cleared of non-carbohydrate compounds and impurities from useful hydrocarbons, which are necessary for consumers. Some ethane is often left in the processed natural gas. The separated ethane is called natural gas plant liquids (NGPL), and the processed natural gas is called dry, consumer-grade, or pipeline quality natural gas. Some of the extracted natural gas is sufficiently dry and suitable for pipeline transportation without additional processing. To prevent emergencies and detect natural gas leaks, a special substance called odorant is added to the already prepared natural gas. It gives a specific smell to natural gas. The prepared dry gas is sent through the pipeline to consumers or to special storage facilities.

The drilling programme indicates also the budget that is necessary to be allocated to reach the targets, and adhered to during well construction. The costs of drilling a well can vary, depending on the particular type of well-planned and the environment.

The budget contained in the drilling programme indicates the amount of the economic resources available in the estimate, which has to be adhered to as far as possible; but it is obvious that the real amount depends on the problems that crop up during drilling and on the capacity of the engineers to address them promptly without compromising the achieving of the objectives.

In some fields, associated petroleum gas can be re-injected into the oil reservoir, which increases oil recovery in the well. Also, associated petroleum gas can be burned (flared) or vented.

In some coal mines, methane can be extracted before or during coal mining, and transported without further processing through a pipeline.

If, when drilling has been completed, the well is productive hydrocarbons one, all those operations that will ensure its economically advantageous working

start, whereas if, on the contrary, it should prove to be non-productive or in any case economically inefficient, it will be shut down.

Well shutdown entails restoring the initial conditions the non-lined well section and possibly also the lined part, if separation of the permeable levels of different pressure is not assured.

The purpose of these measures is to prevent the transfer of fluids from one level to the other. The final shutdown of a well must satisfy not only the requirements set out in the engineering best practices fixed by the operator, but must also respond to all the requisites of law aimed at safeguarding the environment and the safety of the people living in the vicinity of abandoned wells.